Canada – Nova Scotia Offshore Petroleum Board

Annual Report 2000 - 2001

Photography Credits

Cover : Tall Ships; Rob Williams,
Background; Morrow Scot-Brown

Portraits of Board members and staff : Morrow Scot-Brown

Various Photos of offshore activity throughout the report:
Board Staff
Canadian Helicopters Limited
Carl Haycock
PanCanadian Petroleum Limited
Prisma Productions, Courtesy of Sable Offshore Energy Project
Rowan Companies
Secunda Marine Services Limited
Veritas

102-02417/

CANADA - NOVA SCOTIA OFFSHORE PETROLEUM BOARD
18th Floor, TD Centre, 1791 Barrington Street, Halifax, Nova Scotia B3J 3K9
Telephone (902) 422-5588 Fax (902) 422-1799 URL www.cnsopb.ns.ca

June 30, 2001

The Honourable Gordon Balser
Minister Responsible for the Petroleum Directorate
Nova Scotia Petroleum Directorate
Suite 400, Bank of Montreal Building
5151 George Street
Halifax, Nova Scotia
B3J 1M5

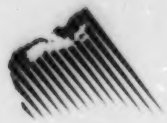
The Honourable Ralph Goodale
Minister of Natural Resources
Natural Resources Canada
580 Booth Street, 21st Floor
Ottawa, Ontario
K1A 0E4

Dear Ministers:

In accordance with the provisions of the legislation implementing the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board, I am pleased to submit the annual report, including the financial statements of the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board, for the fiscal year ending March 31, 2001.

Respectfully submitted,

Glenn R. Yungblut
Chairman



CANADA - NOVA SCOTIA OFFSHORE PETROLEUM BOARD

The efficient, fair and competent regulation of petroleum affairs and safe practices in the Nova Scotia Offshore Area

Table of Contents

Report from the Board 4

Regulatory Approach 6

Offshore Activities 7

Petroleum Resource Management 8
- Rights Management 9
- Exploratory Permits 12
- Royalties 12
- Rights Issuance 12
- Public Registry of Instruments 12

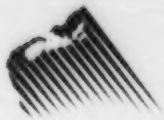
Industrial Benefits and Employment 13
- Exploration Activity 13
- Cohasset Project 15
- Sable Offshore Energy Project 15
- Other Activity 16

Health, Safety and Environment 17
- Safety Training 17
- Audits 17
- Incident Reports 18

- Environmental Protection 18
  - FEAC 18
  - Class Screening 19
  - Waste Treatment Guidelines 19
  - ESRF 19
  - Public Review 19

Communications and Administration 20
- Organizational Chart 22
- Board Biographies 23

Auditor's Report 24
- Financial Statements 25



Report from the Board

We are pleased to report on the activities of the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board (the Board) for the 2000-2001 fiscal year. The past year was a very busy one for the Board as the petroleum industry continued to invest in the Nova Scotia Offshore Area at unprecedented levels.

During the reporting period, the Board issued eight new Exploration Licences as a result of Call For Bids No. NS00-1. The work expenditure bid for these parcels totaled over $191 million, including a record bid for a single parcel of $97 million. The total outstanding work expenditure bids for all current Exploration Licences now exceeds $1 billion. It is worth noting that many of the licences issued by the Board recently have been in deep water areas where no exploration has taken place in the past.

We are pleased to report that there were no serious health or safety incidents in the offshore during the past year. The Board maintained its focus on continued improvement in the area of health and safety. On December 1, 2000, the Board finalized its new Occupational Health & Safety Requirements. Adherence to these requirements will be a condition of all authorizations issued by the Board until such time as the governments promulgate Occupational Health & Safety regulations. Board staff was also very active assisting the governments with the preparation of the new OSH regulations.

During the reporting period, regulations were promulgated making the Board a Federal Authority for the purposes of the Canadian Environmental Assessment Act. Following a transition period, all environmental assessments conducted by the Board will be carried out in accordance with federal environmental assessment legislation. Also of significance on the environmental front, is the Board's appointment of a Commissioner who will hold public hearings to review the effects of potential oil and gas exploration and drilling activities within Exploration Licences 2364, 2365 and 2368. Draft Terms of Reference were prepared, and published for public comment.

The Board approved several Benefits Plans during the 2000-2001 fiscal year. These included 12 related to geophysical programs and three related to multi-well exploratory drilling programs. The Board continued to monitor and assess the Sable Offshore Energy Project respecting Canada-Nova Scotia benefits. As of December 31, 2000, 33% of project expenditures were Nova Scotian and 16% were made elsewhere in Canada. Project employment has now reached 90% Nova Scotian and 7% other Canadian. To date, over $1 billion has been invested in Nova Scotia and elsewhere in Canada directly as a result of this project.

The Sable Offshore Energy Project entered its second year of production in 2001. During the reporting period, the Board issued authorizations to Sable Offshore Energy Inc. (SOEI) to drill additional development wells. Cumulative production for the project now exceeds 4395.17 million cubic metres of raw natural gas. In October 2000, SOEI began the tendering process for the development of the Alma field and the contract for engineering and design was awarded in February 2001. Most of the engineering work will be done in Nova Scotia.

For the first time in a number of years, exploration of new geological formations was undertaken. Exploration activity is also moving into deeper water. During 2000, the Board reviewed regulatory consideration with a number of operators and interest owners having deepwater holdings offshore Nova Scotia.

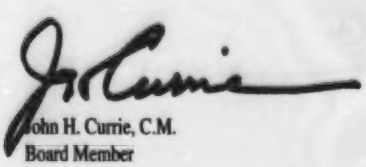
During the last year, Board staff provided advice and assistance to the governments on several matters, including the discussions between Canada and France concerning activities in and around the French zone that extends from the islands of Saint-Pierre et Miquelon.

As a result of increased activity by the petroleum industry and other parties interested in the offshore, Board staff was increased by five persons. This brings the staff complement to 26, four of whom are employed on a contract basis. We are pleased to report that, once again, the Board was able to operate within its approved budget.

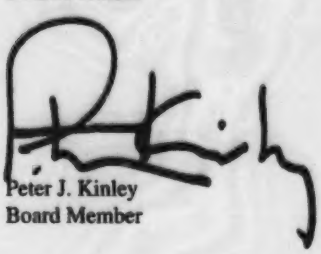
The following pages provide more detailed information concerning the Board's operations during the 2000 - 2001 fiscal year. As required by the Accord Acts, this Annual Report includes the Board's Financial Statements and Auditor's Report for the year ending March 31, 2001.

Glenn Yungblut
Chairman

Dr. Edgar Gold, C.M., Q.C.
Board Member



John H. Currie, C.M.
Board Member



Peter J. Kinley
Board Member

Regulatory Approach

J.E. (Jim) Dickey
Chief Executive Officer

Office of the CEO

For purposes of administering the Accord Acts, the governments have appointed a part-time Chairman and the Board has appointed, with the approval of governments, a full-time Chief Executive Officer to implement policy decisions and manage the day-to-day affairs of the Board.

The CEO reports to the Board and coordinates matters brought before its members. He is responsible for the Board's internal management, including its policies and procedures, staffing, public affairs, financial, and administrative matters. The CEO also liaises with officials from government departments and other regulatory agencies, oversees regulatory reviews and issues authorization on behalf of the Board in respect of industry activities.

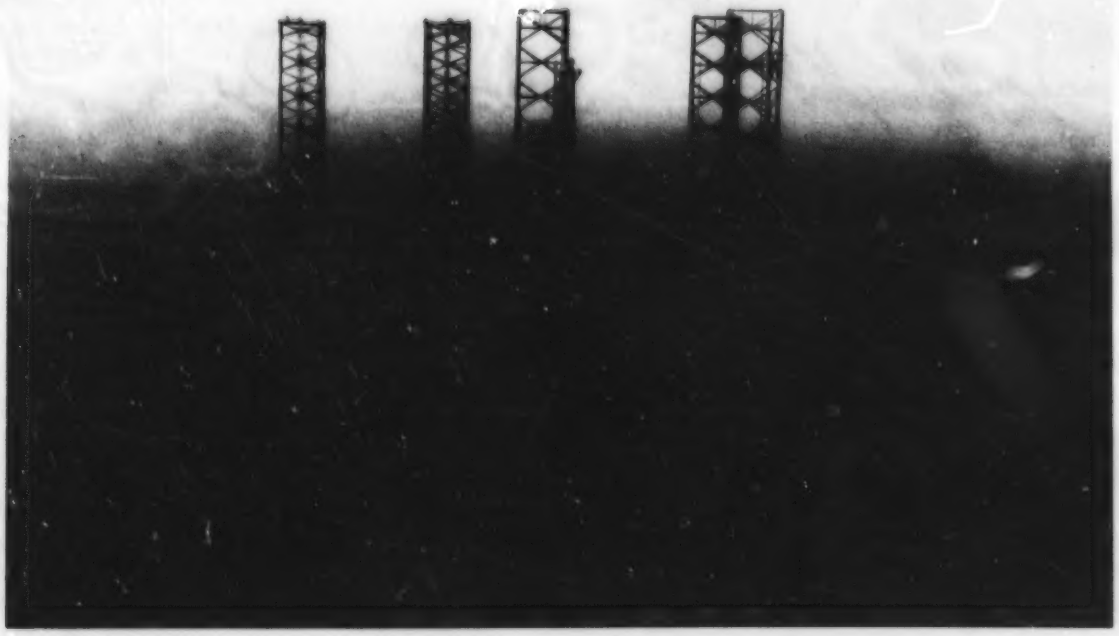
Michael T. McPhee
General Counsel &
Secretary of the Board

Regulatory Approach

The Board is the regulator of all offshore oil and gas activity in the Nova Scotia Offshore Area. In 1986, the governments of Canada and Nova Scotia set aside the issue of resource ownership and jurisdiction and through a political accord established mirror legislation providing for joint management of offshore resources. The legislation is referred to as the Accord Acts and sets out the regulatory regime that is enforced by the Board. The mandate covers offshore safety, environmental protection, industrial benefits and employment, licence issuance, resource management and data collection and curation. Decisions made by the Board on these issues are made by following the process set out in the Accord Acts and its regulations.

Shanti Dogra
Advisor,
Regulatory Process

Rowan Gorilla V and Sante Fe Galaxy II at Venture



Offshore Activities

Sable Offshore Energy Project

Applications were received and activity authorizations were granted for the drilling and completion of production wells for the SOEI project. During this reporting period, four wells were drilled to total depth, completed and tested. At the end of the reporting period, there were four wells in the Venture field, four wells in the Thebaud field, and two wells in the North Triumph field; all capable of production. By the end of the reporting period, a cumulative of 4395.17 million cubic metres of raw gas (155.21 billion cubic feet) has been produced from the three fields with 1620.99 million cubic metres (57.24 billion cubic feet) from Venture, 1745.85 million cubic metres (61.65 billion cubic feet) from Thebaud, and 1028.33 million cubic metres (36.32 billion cubic feet) from North Triumph.

Exploration and Delineation Drilling

Two exploration wells, Panuke F-09 and Panuke M-79, were drilled for PanCanadian by the Rowan Gorilla III from the Panuke platform. These wells were subsequently abandoned. Technical data collected from these wells remains confidential.

PanCanadian also drilled two delineation wells as a follow-up to their Deep Panuke PP-3C discovery well and subsequent step-out well Panuke PI-1B.

Mobil Oil Canada Properties (now ExxonMobil Canada Properties) received authorization from the Board to drill two exploration wells with the Galaxy II on Exploration Licences 2369 and 2356: Emma N-03 and Adamant N-97 respectively. These wells were successfully drilled to their target horizons though their results remain confidential at this time.

Deep Panuke Project

In February 2001, the Board received notice from PanCanadian that it intends to file a Benefits Plan and Development Plan Application with the Board in the third quarter of 2001. The Health, Safety and Environment section of the Board has initiated discussions with other regulatory agencies to determine the appropriate review process for this application.

Geophysical

Twelve geophysical programs were approved for offshore Nova Scotia during the reporting period. This included seismic, well-site and aeromagnetic surveys. There were more than 12,000 square kilometres of 3-D seismic recorded which is the most that has been recorded in one year offshore Nova Scotia. There were also 87,000 kilometres in aeromagnetic surveys, 18,000 of shallow seismic seabed surveys and 8,000 kilometres of 2-D seismic recorded.

Petroleum Resource Management

S.F. (Steve) Bigelow
Manager, Resources & Rights

The Board undertook numerous technical evaluations of all geological, geophysical, petrophysical, and reservoir engineering aspects of the exploration and development activities in the offshore area, during the past year.

The Board's resource conservation approach is designed to:

- ensure that operators are committed to resource conservation at a high managerial level;
- audit activity authorization applications from the resource conservation perspective;
- perform necessary studies and surveillance to develop and support an independent understanding of the resource and optimum development.

In an effort to promote consistency between the Newfoundland and Nova Scotia Offshore Areas technical meetings were held during the year with representatives of the Canada - Newfoundland Offshore Petroleum Board (C-NOPB). These initiatives included progress on establishing joint guidelines on production allocation and measurement. Discussion continued on updating the joint guidelines respecting data acquisition, and reporting for well, pool and field evaluations in the Newfoundland and Nova Scotia Offshore areas.

Andrew McBoyle
Petroleum Reservoir Engineer

As requested by the Oil and Gas Administrative Advisory Council (OGAAC) the Board formed and chaired an officials group to address: (1) The legality of the current data disclosure practices; and (2) The appropriate policy in respect of data disclosure. This task force included representatives from the federal and provincial governments, the NEB and the C-NOPB. A final report with conclusions and recommendations was submitted in January 2001.

David Brown
Senior Petroleum Geologist

The Board dealt with a number of Sable Offshore Energy Inc. activity authorization applications and has prepared staff for new applications and improvements to the reservoir management plan by the construction and updating of reservoir surveillance models. For the Venture, Thebaud and North Triumph fields, the Board's detailed 3D reservoir simulation models have been updated to include the resource information from development drilling, initial production testing and actual production since start-up. Plans for development activities across the fields continue to be audited with the use of integrated field deliverability, surface facility, and economic modeling studies. Newly acquired information, including production data, is integrated into the reservoir surveillance model as it becomes available. The Board is also providing ongoing surveillance of production and resource conservation issues.

Christine Bonnell-Eisnor
Resources & Rights Analyst

The Board, in conjunction with the National Energy Board (NEB), the C-NOPB and the Canadian Association of Petroleum Producers, made significant progress on an initiative to determine the feasibility of an East Coast Shared Exploration and Production Data Repository (SDR). The Board co-chaired several SDR committee meetings and hosted a successful business requirements workshop in January 2001.

Carl Makrides
Geologist & Petrophysicist

Seismic vessel - Veritas Viking I

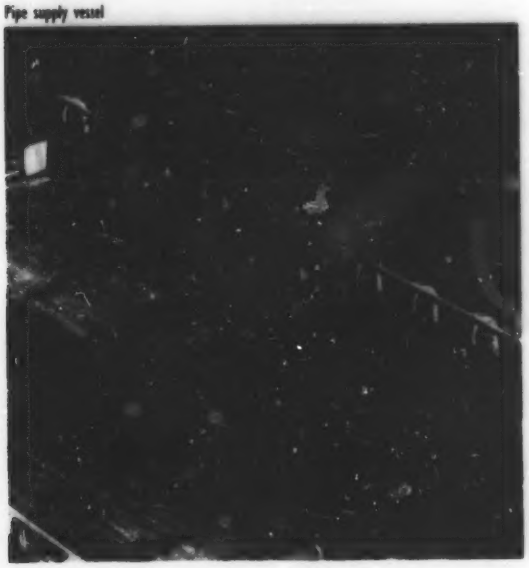
Rights Management

Throughout the year, the Board carried out the review, evaluation, approval and monitoring of all exploration activities.

Specific tasks conducted by the Board resource management staff in the 2000-2001 fiscal year included:

- ongoing technical audit, including independent studies, of the Sable Offshore Energy Project, relevant to conditions imposed in the Board's Development Plan Decision Report;
- evaluation of resource information in development and exploration wells;
- ongoing review of modifications to approved Reservoir Management Plans in response to development drilling results and additional studies;
- technical review of the reservoir management plan for the Alma field;
- review of fluid allocation procedures and accuracy assessments for the Sable offshore facilities;
- a compilation of publicly available resource data for the Call for Bids NS00-1 land parcels;
- participation in government and regulatory internal review of various aspects of the current Land Tenure Policy;
- evaluation of Deep Panuke drilling and testing results; and
- participation in meetings with Canadian and international petroleum exploration and development companies.

Pipe supply vessel

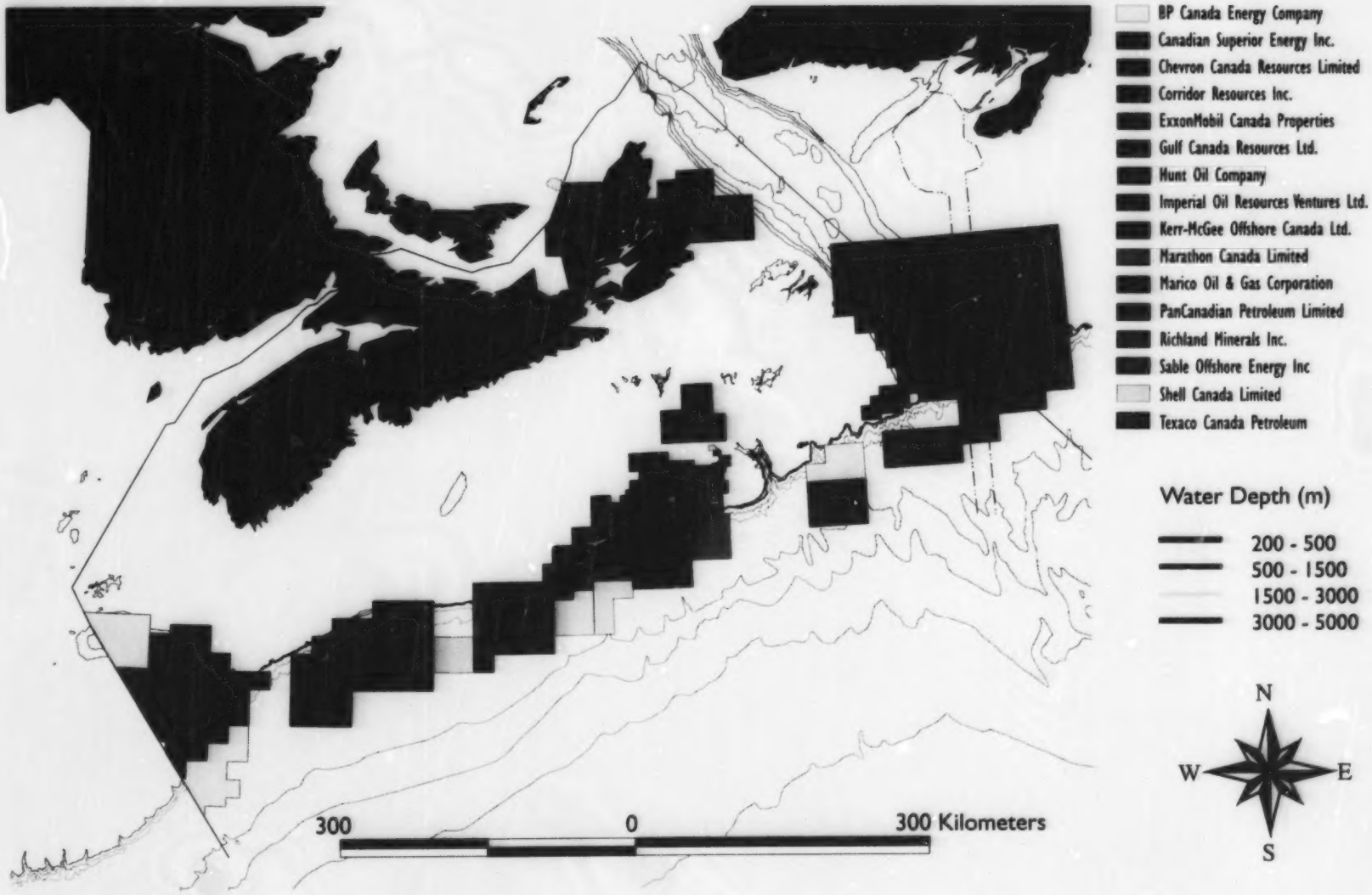


Interests

During the past fiscal year exploration licences in place in the Nova Scotia Offshore Area consisted of the following:

EL #	Effective Date	Representative	Work Bid
2355	July 1, 1994	Nova Scotia Resources (Ventures) Ltd.	$ 1,000,000.00
2356	Jan. 1, 1996	ExxonMobil Canada Properties	$ 86,388,659.97
2357	July 1, 1997	PanCanadian Petroleum Limited	$ 2,313,288.00
2358	Jan. 1, 1998	PanCanadian Petroleum Limited	$ 1,315,000.00
2359	July 1, 1998	Chevron Canada Limited	$ 66,667,000.00
2360	July 1, 1998	PanCanadian Petroleum Limited	$ 8,291,888.00
2361	July 1, 1998	ExxonMobil Canada Properties	$ 9,563,150.00
2362	July 1, 1998	Marico Oil & Gas Corporation	$ 1,720,000.00
2363	July 1, 1998	PanCanadian Petroleum Limited	$ 2,323,580.00
2364	July 1, 1998	Hunt Oil Company	$ 2,165,000.00
2365	July 1, 1998	Hunt Oil Company	$ 2,165,000.00
2366	Jan. 1, 1999	ExxonMobil Canada Properties	$ 3,256,000.00
2367	Jan. 1, 1999	PanCanadian Petroleum Limited	$ 1,320,756.00
2368	July 1, 1999	Corridor Resources Inc.	$ 1,052,520.00
2369	July 1, 1999	ExxonMobil Canada Properties	$ 70,056,110.00
2370	July 1, 1999	ExxonMobil Canada Properties	$ 10,013,375.00
2371	July 1, 1999	ExxonMobil Canada Properties	$ 47,030,057.00
2372	July 1, 1999	ExxonMobil Canada Properties	$ 55,015,185.00
2373	July 1, 1999	ExxonMobil Canada Properties	$ 7,837,266.00
2374	July 1, 1999	ExxonMobil Canada Properties	$ 2,005,322.00
2375	July 1, 1999	Richland Minerals, Inc	$ 1,210,951.31
2376	July 1, 1999	PanCanadian Petroleum Limited	$ 71,623,566.00
2377	July 1, 1999	Marathon Canada Limited	$ 93,256,756.00
2378	July 1, 1999	Imperial Oil Resources Ventures Ltd	$ 71,134,815.51
2379	July 1, 1999	Imperial Oil Resources Ventures Ltd	$ 28,865,184.49
2380	July 1, 1999	PanCanadian Petroleum Limited	$ 1,239,895.00
2381	July 1, 1999	Shell Canada Limited	$ 23,303,666.00
2382	July 1, 1999	Shell Canada Limited	$ 68,555,664.00
2383	July 1, 1999	Kerr-McGee Offshore Canada Ltd.	$ 5,100,000.00
2384	July 1, 1999	PanCanadian Petroleum Limited	$ 8,157,735.00
2385	July 1, 1999	Shell Canada Limited	$ 2,119,679.00
2386	July 1, 1999	Kerr-McGee Offshore Canada Ltd.	$ 24,888,888.00
2387	Jan. 1, 2000	PanCanadian Petroleum Limited	$ 4,856,746.00
2388	Jan. 1, 2000	Richland Minerals, Inc	$ 2,225,600.00
2389	Jan. 1, 2000	PanCanadian Petroleum Limited	$ 15,389,712.00
2390	Jan. 1, 2000	PanCanadian Petroleum Limited	$ 8,347,986.00
2391	Jan. 1, 2000	Richland Minerals, Inc	$ 1,620,600.00
2392	Jan. 1, 2000	Richland Minerals, Inc	$ 1,620,600.00
2393	Jan. 1, 2009	Kerr-McGee Offshore Canada Ltd.	$ 1,500,000.00
2394	Jan. 1, 2000	PanCanadian Petroleum Limited	$ 1,331,919.00
2395	Jan. 1, 2000	PanCanadian Petroleum Limited	$ 13,279,856.00
2396	Jan. 1, 2000	Kerr-McGee Offshore Canada Ltd.	$ 6,100,000.00
2397	Jan. 1, 2000	PanCanadian Petroleum Limited	$ 4,911,865.00
2398	Jan. 1, 2001	Kerr-McGee Offshore Canada Ltd.	$ 27,203,000.00
2399	Jan. 1, 2001	Kerr-McGee Offshore Canada Ltd.	$ 20,639,000.00
2400	Jan. 1, 2001	Richland Minerals, Inc	$ 2,110,000.00
2401	Jan. 1, 2001	Canadian Superior Energy Inc.	$ 5,125,800.00
2402	Jan. 1, 2001	Canadian Superior Energy Inc.	$ 22,575,000.00
2403	Jan. 1, 2001	BP Canada Energy Company	$ 97,776,000.00
2404	Jan. 1, 2001	Kerr-McGee Offshore Canada Ltd.	$ 13,120,000.00
2405	Jan. 1, 2001	Richland Minerals, Inc	$ 3,210,000.00
Total			$ 1,033,899,641.28

Figure 1: Active interests offshore Nova Scotia



Mary Jean Verrall
Archive & Laboratory Supervisor

All active Exploration Licences have a maximum term of nine years with an early termination condition after five years unless either a drilling deposit is posted or the drilling of a well is commenced. Exploration Licence 2355 expired on June 30, 2000 at the end of Period 1 resulting in the land being returned to Crown reserve land.

Total active interests as of March 31, 2001 were as follows:

	Number	Area (hectares)
Exploration Licences	50	6,121,670
Significant Discovery Licences	33	87,109
Production Licences	6	24,545

On October 20, 2000 the Board received a joint directive from the federal and provincial governments to hold a public review of the effects of potential oil and gas exploration and drilling activities offshore Cape Breton. The directive from the federal Minister of Natural Resources and the provincial Minister responsible for the Nova Scotia Petroleum Directorate refers to activities within Exploration Licences 2364, 2365 and 2368. A Prohibition Order was issued December 11, 2000 to the interest owners of Exploration Licences 2364, 2365 and 2368 prohibiting them from commencing or continuing any work or activity on those portions of the offshore area subject to Exploration Licences 2368, 2364 and 2365 until the Board notifies the interest owners that the Public Review of exploration on these licences has been completed.

Nancy Williams
Laboratory Assistant

2000 Geophysical / Geological Activity Summary

Program #	Program Summary	Start Date	Completion Date	Total # of Km Acquired
NS26-C142-01P	A non-exclusive Multi Beam Bathymetry Survey by C & C Technologies Inc. Vessel (R/V Ocean Alert)	20-May-00	17-Jun-00	6 964.50kms
NS21-F23-01P	A non-exclusive Aeromagnetic Survey by Fugro Airborne Surveys Corp. Aircraft (Cessna 404)	04-Sep-00	16-Oct-00	37 174.30kms
NS24-G05-03P	A non-exclusive 2D Seismic Survey by Geophysical Service Incorporated. Vessel (M/V Polar Duke)	04-Oct-00	01-Dec-00	2 107.93kms
NS26-G43-01P	A non-exclusive Multi Beam Bathymetry Survey by Geological Survey of Canada-Atlantic. Vessel (Anne S. Pierce)	21-Jul-00	04-Aug-00	7500.00kms
NS24-P03-02E	An exclusive 3D Seismic Survey by PanCanadian Petroleum Ltd. Vessel (M/Y Geco Triton)	08-May-00	30-May-00	369.57 kms^2
NS24-P03-02E	An exclusive 3D Seismic Survey by PanCanadian Petroleum Ltd. Vessel (M/Y Diamond)	08-Jun-00	09-Aug-00	1 925.68 kms^2
NS24-P03-03E	An exclusive 2D Seismic Survey by PanCanadian Petroleum Ltd. Vessel (M/Y Akademik Shatskiy)	02-Sep-00	26-Sep-00	2 833.73kms
NS26-P03-02E	Exclusive Seabed Surveys by PanCanadian Petroleum Ltd. Vessel (Cabot Sea)	22-Apr-00 24-Jul-00	05-May-00 26-Jul-00	389.18kms 82kms
NS26-M03-10E	Exclusive Seabed Surveys by Mobil Oil Canada Properties. Vessel (Cabot Sea)	16-Jun-00 17-Sep-00	23-Jul-00 11-Oct-00	1 042.60kms 416.25kms
NS24-S06-01E	An exclusive 3D Seismic Survey by Shell Canada. Vessel (Western Monarch)	21-May-00	03-Dec-00	3400.00 kms^2
NS33-T62-02P	A non-exclusive Geochemical Study by TDI-Brooks International. Vessel (Cape Harrison)	28-Aug-00	08-Oct-00	not applicable
NS24-V03-03P	A non-exclusive 3D Seismic Survey by Veritas Energy Services. Vessel (SKV Veritas Viking)	22-Apr-00	21-Oct-00	3042.86 km^2
NS24-W13-03P	A non-exclusive 3D Seismic Survey by Western Geophysical. Vessel (Western Monarch)	28-04-00	20-May-00	158.22 km^2

Galaxy II

Rowan Gorilla V

Exploratory Permits

Keri O'Kroney
Geological Technologist

In addition to the licences described above, there are two blocks of exploratory permits located in the southwest and northeast parts of the Nova Scotia Offshore Area, which were issued under legislation that has since been replaced. Before any drilling activity can take place on the subject lands, these permits must be converted to exploration licences. The Accord Acts require the Board and the interest holders to negotiate new terms and conditions for the successor licences.

The permits in the southwestern area of Georges Bank are subject to a statutory moratorium on petroleum activity until December 31, 2012.

There are also a northeastern group of permits that straddle the area of French jurisdiction south of the islands of Saint-Pierre and Miquelon. The Board will negotiate the conversion of the permits into Exploration Licences once the inter-provincial offshore line is resolved. On May 31, 2000, the federal government announced details of a process to settle the maritime boundary dispute between the provinces of Nova Scotia and Newfoundland and Labrador. Both provinces agreed on the panelists for the Arbitration Tribunal. At the end of this reporting period, the Tribunal was holding a first phase hearing to determine if the existing line has already been agreed to. If the answer to that question is yes, the process will end sometime in 2001. If the existing line has not already been established by agreement, the tribunal will move into a second phase to draw a line. The Tribunal is expected to render its final decision in March 2002.

Royalties

Royalties in the amount of $9,452,123.79 were received by the Board on behalf of the governments in respect of production from Sable Offshore Energy Inc.'s Production Licences 2903 (Venture), 2904 and 2905 (Thebaud) and 2906 (North Triumph) during this past fiscal year. These funds have been forwarded to the Receiver General of Canada in accordance with the Royalty Collection and Administration Agreement signed by the Board, the federal government and the Province of Nova Scotia

Rights Issuance

Brent Smith
Senior Petroleum Geophysicist

The Board reviewed all land nominations received by March 31, 2000 and on June 29, 2000 issued Call for Bids NS00-1 for eight parcels totaling an area of approximately 1.25 million hectares. Bidding on each parcel was based solely on spending proposed during the first 5 years of the licence term as determined in accordance with a defined schedule of Allowable Expenditures. The minimum bid that was considered for each licence continued to be $1 million. All licences have a maximum term of nine years with an early termination condition after five years unless either a drilling deposit is posted or the drilling of a well is commenced.

On November 2, 2000, the results of Call for Bids NS00-1 were released. All eight parcels received successful bids totaling over $191 million. The work commitment bid $97,776,000 for Parcel 6 set a record for the largest bid received offshore Nova Scotia. Work commitment bids now total over $1 billion. Exploration Licences 2398 to 2405 were issued effective January 1, 2001. The Board decided not to proceed with Call for Bids NS00-2. This decision was made following a review of the parcels nominated by the petroleum industry prior to September 30, 2000.

Public Registry of Instruments & Interests

As required in the Accord Acts, the Board maintains a registry of all offshore interests and all legal activity involving those interests. The registry continued to operate satisfactorily during 2000-2001, with increased activity relating to interest transfers and registration of new exploration licences. Information from the registry was placed on the Board's website for easier access.

Industrial Benefits and Employment

Debbie Mountenay
Manager, Administration & Industrial Benefits

Industrial Benefits and Employment is one of the Board's responsibilities that generates a great deal of interest from all stakeholders. Under the Accord legislation, a Canada - Nova Scotia Benefits Plan must be submitted and approved before any work authorization is granted. Every application for a work authorization, whether it's geophysical or drilling, requires a Canada - Nova Scotia Benefits Plan, unless that requirement is waived by the Board.

Each benefits plan must commit to the fundamental principles laid out in the Accord Acts. Those fundamental principles include full and fair opportunity and first consideration for residents of Nova Scotia and companies in Nova Scotia.

A benefits plan must show a commitment to provide manufacturers, consultants, contractors and service companies in Nova Scotia and other parts of Canada with a full and fair opportunity to participate on a competitive basis. The plan must also indicate how the operator will provide employment of Canadians and in particular members of the labour force of Nova Scotia.

The plan must show that residents of the province will be given first consideration for training and employment. In addition, there must be a commitment to give first consideration to services provided from within Nova Scotia and goods manufactured in the province where those services and goods are competitive in terms of fair market price, quality and delivery. Other matters to be addressed by the benefits plan include establishing an office in the province with the appropriate level of decision making and the promotion of education, training, research and development in the province.

Benefits Review Committee

Karen Trites
Industrial Benefits Analyst

It is the duty of the Board to consult with both levels of government on the issue of benefits. The Canada-Nova Scotia Benefits Review Committee continues to be a valuable vehicle for this consultation and as a vehicle to improve the overall review procedures and the reduction of regulatory overlap. It meets on a quarterly basis, but is also called together to discuss specific benefits issues. The committee is composed of representatives from the Board, Natural Resources Canada, and the Nova Scotia Petroleum Directorate. Other federal and provincial government agencies and departments participate at the invitation of the core members.

Exploration Activity

During the fiscal year, the Board reviewed and approved benefits plans related to twelve geophysical programs.

In early 2000, the Board reviewed and approved a benefits plan submitted by Mobil Oil Canada (now ExxonMobil) for its Sable Basin Exploration and Appraisal Drilling Program.

In February 2001, the Board reviewed and approved a benefits plan submitted by PanCanadian Petroleum for its Exploration and Pre-development Program.

The Board also reviewed, and approved, a benefits plan submitted in February 2001, by Marathon Canada Limited for its Exploration, Delineation and Pre-development Program.

Providing employment to residents of Nova Scotia and Canada

Figure 2: Direct Employment Summary (Person Years) January 1 to December 31, 2000 Cohasset Project

PanCanadian Employees**	Total Other *Total Person Years	N.S. Person Years	N.S. %	Cdn. Person Years	Total Other Cdn. %
Administration	20.0	20.0	100%	0.0	0%
Onshore Operations	21.0	20.0	95%	1.0	5%
Offshore Operations	19.0	18.0	95%	1.0	5%
TOTAL PANCANADIAN	60.0	58.0	97%	2.0	3%
Contractors					
Drilling Operations	335.0	257.0	77%	33.0	10%
Marine and Logistics	139.0	121.0	87%	18.0	13%
Decommissioning	12.0	11.0	92%	1.0	8%
TOTAL CONTRACTORS	486.0	389.0	80%	52.0	11%
TOTAL PERSON YEARS	546.0	447.0	82%	54.0	10%

* 1 person year is considered to be 2000 work hours

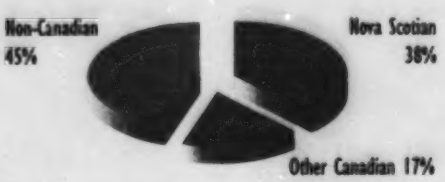
** PanCanadian employees include full time, term and contract/consultant staff

Figure 2(a): Cumulative Employment Summary - Cohasset Project

Direct Employment (Person Years)	Total Person Years	N.S. Person Years	Other Cdn. Person Years
October 1993 Amended Benefits Plan Projection	3,015	2,197	467
Cumulative to December 31, 2000	4,777.4	3,727	597.7

Figure 3: Project Expenditure - Capital and Operating $ Cdn Millions - Cohasset Project

2000 Expenditures	Other Expenditures	Other N.S. %	N.S. $	Cdn. %	Cdn. $
Capital Costs	125.4	33%	41.3	15%	18.4
Decommissioning and Abandonment Costs	46.1	39%	18	10%	4.7
Combined Capital and Decommissioning	171.5	35%	59.3	13%	23.1
Cumulative Expenditures					
Capital Costs	627.3	37%	231.2	20%	123.2
Operating Costs	775.7	39%	300.9	15%	114.7
Decommissioning and Abandonment Costs	51.1	37%	19	11%	5.7
Combined Capital, Operating, Decommissioning and Abandonment Costs	1,454.1	38%	551.7	17%	243.6



Cohasset Project

The Board continued to monitor the decommissioning and abandonment of the Cohasset Project during 2000. This project was the first commercial offshore oil project in Canada. It exceeded Benefits Plan projections for employment and procurement. Nova Scotian and other Canadian expenditures were projected to be 49% of the total expenditures. The figure was actually 56% of the total expenditures. By the end of the project, 90% of workers were Canadian and 78% of them residents of Nova Scotia. Many refinements have been made to the regulatory process as a result of experiences with the Cohasset project.

Figures 2 and 3 summarize the Cohasset Project's employment and expenditure achievements.

In February 2001, PanCanadian announced it intends to file a Benefits Plan and a Development Plan Application for the Deep Panuke field in the third quarter of 2001.

Environmental testing

Sable Offshore Energy Project

Two significant benefits events relating to the Sable Offshore Energy Project took place over this reporting period. By the end of March 2001, expenditures in Nova Scotia exceeded $795-million while the combined cumulative investment in Nova Scotia and the rest of Canada exceeded $1.1 billion dollars. In this past year, 90% of the people working on the Sable project were residents of Nova Scotia; another 7% were other Canadians and 3% were foreign workers.

In February 2001, the Engineering, Procurement and Construction Management contract for the Alma field was awarded to a Canadian joint venture company with offices in Halifax. This marks the first time, for the East Coast petroleum industry, an engineering contract of this magnitude will be completed entirely in Atlantic Canada. This is the first contract award related to Tier II of the Sable Offshore Energy Project.

During the year, the Board enforced benefits plan commitments made by the Sable Offshore Energy Project in response to the Board's project approval conditions. Those commitments included:

- An investment of approximately $10 million in training of Nova Scotians and other Canadians for work in the oil and gas industry;
- A commitment to specific initiatives extending employment and training opportunities to disadvantaged individuals and groups;
- A technology transfer plan facilitating succession planning (replacement of foreign workers with Nova Scotians and other Canadians), and which includes joint venturing opportunities for Nova Scotian and other Canadian businesses;
- A minimum expenditure of $5 million over a five year period for research and development to be undertaken in Nova Scotia.

Galaxy II at Thebaud

The project's second annual Call for Research and Development Proposals, also in response to the Board's Benefits Plan conditions, took place during the year. The Call generated a broad spectrum of proposals that are being evaluated by the Project. These will be submitted to the Board for approval.

A further approval condition required that the Sable Offshore Energy Project submit to the Board an annual Supplier and Infrastructure Assessment Report during the development phase of the project and during the first three years of the production phase. In 2000 the Sable Offshore Energy Project submitted an addendum to the Supplier and Infrastructure Assessment Report, based on the 1999 experience. The Assessment identified areas where there are inadequacies and where opportunities exist for greater participation by Nova Scotians and other Canadians in the industry. The Assessment was shared with both levels of government as well as other industry stakeholders.

Figures 4 and 5 summarize the Sable Offshore Energy Project employment and expenditure achievements.

Other Activity

The Board is undertaking efforts to streamline regulatory processes and to promote a consistent approach with the Board's regulatory counterparts in Newfoundland. Development of a Joint Guideline to address marine crewing is underway and consultation regarding the development of Joint Industrial Benefits and Employment Plan Guidelines is ongoing.

During the year, Board representatives attended several Provincial and Federal Government policy meetings, primarily in an advisory role. A Memorandum of Understanding (MOU) with Human Resources Development Canada was formalized in 2000, which provides for exchange of information and communications between the two agencies. Throughout the year, the Board made several presentations to various groups and organizations with respect to offshore employment and industrial benefits process and opportunities.

Figure 4: Direct Employment Summary (Person Hours) Cumulative to December 31, 2000 Sable Offshore Energy Project

Employment (Millions of Hours)	Total	Nova Scotia	Other Canadian	Non-Canadian
Cumulative to Dec. 31, 2000	15.3	8.3	1.7	5.3
Percentages	100 %	54 %	11 %	35 %

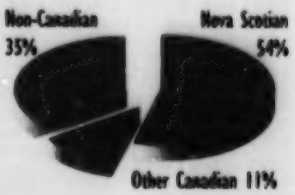


Figure 5: Project Expenditures - Capital and Operating $ Cdn Millions Sable Offshore Energy Project

Expenditures	Total	Nova Scotia	Other Canadian	Non-Canadian
Cumulative to Dec. 31, 2000	2,415.0	795.2	385.1	1,234.7
Percentages	100 %	33 %	16 %	51 %

Health, Safety and Environment

C. Andrew Parker
Manager, Health, Safety & Environment

Health, Safety and Environmental Protection continue to be fundamental components of the Board's regulatory activities. This is reflected in the Board's development of interim measures regarding Occupational Health and Safety that are enforced as a condition of all activity authorizations. These requirements were put in place to enhance the protection for offshore workers. They represent an interim measure to remain in place until the governments make regulatory and legislative changes to provide the same requirements. The Board continues to participate in extensive consultations with the government on these proposed legislative and regulatory changes. Drafts of the requirements were prepared by the Board throughout the year and reviewed by industry, government, and offshore workers before implementation.

Rick Grant
Advisor, Facilities & Production Engineering

This year the Board was designated a Federal Authority under the Canadian Environmental Assessment Act (CEAA). The Board is presently reviewing its policies to ensure that it will be fully compliant with all CEAA requirements. In addition to its ongoing review of active and proposed operations, the Board is in the process of revising its Waste Treatment Guidelines. These Guidelines establish the limits for discharges from petroleum operations.

There were no serious injuries or significant spills during this reporting period.

Health & Safety

Vince Gagner
Advisor, Health & Safety

Health & Safety Training

Over the past year, the Chief Safety Officer and all other Board Safety Officers completed specialized training exercises related to regulatory investigation. This is part of the Board's continued effort to improve its internal procedures on auditing, investigation, and enforcement of health and safety-related requirements. A large focus of last year's work in this area was also the revision of health and safety policies and procedures. At year end, these were nearing finalization.

Dave Scratch
Advisor, Safety & Operations

Audits

A total of 18 Health & Safety audits and investigations were completed by the Board in the past year. These addressed the management system of the operator, design and fabrication aspects, Certifying Authority, industrial hygiene, and general safe operations. Specific assessments were made of safety-related links between operators and contractors and meetings were held between the Board's Chief Safety Officer and several offshore safety committees in an effort to obtain direct worker feedback on safety matters. As identified and planned in 1999, the Board piloted a detailed questionnaire to assess the safety climate in the working environment offshore Nova Scotia. Interpretation of results and further questionnaires are planned for 2001.

Bob Hale
Advisor, Drilling & Production Engineering

Incident Reports

There were 35 Health & Safety-related incidents reported to the Board over the past year. In accordance with our regulations, statistics on incidents that result in injury are maintained separately by the Board and are summarized for the reporting period in Figure 6. Each incident is reviewed to determine if future regulatory action is required. For this reporting period, five of these incidents were addressed by independent investigations by Board Safety Officers. As a result of these investigations, one order and two safety notices were issued. One investigation was ongoing at year-end. There were no work refusals in the offshore area during the reporting period.

Lost Time Injury frequency rate is a measure of workplace safety and is calculated based on 200,000 person hours worked. Following is a summary of the rate for the Nova Scotia Offshore Area for the past three years.

Year	Person Hours	LTI	Frequency Rate
1998	1,722,892	12	1.39
1999	3,641,850	15	0.82
2000	2,192,061	9	0.82

Environmental Protection

Andre d'Entremont
Advisor, Environmental Affairs

The Board is responsible for protection of the environment during all phases of offshore petroleum activities, from initial exploration to abandonment. In January 2001, the Board was designated a "Federal Authority" under the Canadian Environmental Assessment Act (CEAA).

Fisheries & Environmental Advisory Committee

The Board's Fisheries and Environmental Advisory Committee (FEAC) continued to be active. A total of four FEAC meetings were held over the 2000/2001 fiscal year. Recommendations from a sub-committee formed in the fall of 1999 to facilitate in-field communications between the fishery and seismic industries helped to reduce potential interactions between seismic and fishing vessels in 2000. This tended to result in a better spirit of cooperation between the two industries. Advice and recommendations from the Board's advisory committee continued to be valuable in addressing fisheries and environmental matters relating to offshore oil and gas exploration and development. Most notably, FEAC members alerted the Board to a herring spawning area and groundfish acoustic tagging study that resulted in the postponement of proposed seismic surveys.

Figure 6 : 2000 Health and Safety Injury Statistics

OPERATION	HOURS	Lost Time Injury	Lost Time Injury Frequency	Restricted Work Injury	Medical Aid Injury	First Aid Injury
Drilling / Production	1249348	2	0.32	5	27	58
Supply/Standby Vessels	492599	5	2.03	2	7	18
Other Vessels - Construction/Transportation/Geophysical	450114	2	0.89	6	1	22
Totals	2192061	9	0.82	13	35	98

DEFINITIONS:

Lost Time Injury	an employment injury or occupational illness that prevents a worker from performing their duties on their next shift or from participating in a restricted work program
Lost Time Frequency	the frequency of lost time injuries per 200 000 exposure hours
Restricted Work Injury	is any work injury that results in temporary work assignment that may not include the normal duties of the person's regular job
Medical Aid Injury	is an employment injury or occupational illness requiring medical treatment by a physician or other medical professional under the standing order of a physician, if the employee can return to regular work duties for their next shift
First Aid Injury	is any one-time treatment and subsequent observation of minor scratches, cuts, burns, splinters, and so forth which do not ordinarily require medical care by a physician.

Class Screening

The class screening for seismic exploration continued to be an important reference document for the environmental assessment of individual seismic proposals. The final draft of a generic assessment of exploration drilling, through the use of five case studies, was submitted in August 2000. As is the case with the seismic class screening, environmental assessments are required to be submitted of individual exploratory wells to evaluate any site-specific considerations.

The following environmental assessments were reviewed by the Board in 2000/2001:

Seismic	10
Other Geophysical/Geotechnical	6
Exploratory/Delineation Wells	5
Other*	3

*Generic assessment for exploration drilling, a strategic assessment of call for bids NS00-01, and the decommissioning of the Cohasset-Panuke project.

Waste Treatment Guidelines

The Offshore Waste Treatment Guidelines (OWTG) are used by the Board, the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board (C-NOPB) and the National Energy Board (NEB) as minimum standards for discharges from rigs and platforms. The update of the OWTG continued in the 2000/2001 fiscal year, under the lead of the C-NOPB. This follows the kick-off meeting held in late March 2000. Membership on the working group includes the three Boards, government agencies, and an equal number of representatives from the petroleum industry and fishery and public interest groups. It is anticipated that draft guidelines will be released for public comment in the spring of 2001.

The Board requires operators to report all spills. The number of spills reported to the Board was substantially lower in the third and fourth quarters, largely as a result of the resolution of minor start-up problems during the first four months of the operation of the SOEI project. Following is a summary of the spills for the 2000-2001 reporting period.

Reported Spills for the Nova Scotia Offshore Area

Material	less than 10L	10 - 150L	more than 150L
Condensate	2	1	
Synthetic Muds		3	
Light Oil	4	3	2**
Other*		3	
Total	6	10	2

* Mono-ethylene Glycol **350L Diesel, 250L Kerosene

Environmental Studies Research Fund

The Environmental Studies Research Fund (ESRF) continued to fund operational-related environmental research. A per hectare levy on rights holders off Nova Scotia and Newfoundland provided funds for these studies. A workshop was held in September 2000 to develop methodologies for conducting experimental and field studies on the effects of seismic exploration on marine biota. The workshop prioritized necessary research, with effects on the expanding snow crab fishery being deemed the highest priority. A contract was also awarded to map ecologically and commercially important areas in the southern Gulf of St. Lawrence. The report was finalized in the early spring of 2001.

The Board extended its prohibition on petroleum activity within the Sable Gully, to allow the Department of Fisheries and Oceans (DFO) time required to determine whether or not the Gully would be designated as a Marine Protected Area. A number of projects under the CNSOPB/Environment Canada Memorandum of Understanding (MOU) were successfully completed, with an emphasis on conducting joint audits of offshore facilities. A working draft of an MOU and work plan was submitted to DFO for discussion; it is expected that an MOU with DFO will be finalized in 2001.

Public Review

On October 20, 2000, the Board received a joint directive from the federal and provincial governments to hold a public review on the effects of potential oil and gas exploration and drilling activities within Exploration Licences 2364, 2365 and 2368. These are three licences offshore Cape Breton. The Board appointed Dr. Teresa MacNeil as public review commissioner. In January, the Board issued proposed Terms of Reference for the review and invited written submissions from the public. The Terms of Reference were being finalized at the end of the reporting period.

Communications and Administration

Communications

The Board's regulatory role continues to be the focus of Board public education efforts. Various forums were used throughout the year to provide information about the legislative mandate of the Board.

Barbara Pike
Public Information/
Environmental Coordinator

Board staff made presentations to schools, university classes, service groups, community organizations and industry associations, in a continuing effort to explain the offshore regulatory regime. The Board also participated in a number of industry and professional forums, including the Canadian Institute of Mining Metallurgy, Offshore / Onshore Technologies Association of Nova Scotia, Nova Scotia Safety Council, and Newfoundland Ocean Industries Association.

Through the year, the Board handled more than 1,000 calls from the media and general public looking for information about the offshore petroleum industry. It issued 12 news releases or statements through the year and staff answered approximately 200 media calls for information and interviews.

The Board's Internet website (www.cnsopb.ns.ca) was re-designed this year to make it more user-friendly. Visitors can now obtain easy-to-read general information about the Board and its regulatory role in the offshore petroleum industry.

The number of visitors to the website has almost doubled in the past year. An average of 22,000 visitors per month at the beginning of the year steadily increased throughout the year. By the end of the year, the Board's website was receiving 50,000 hits a month; with more than 2,500 visitors on some days.

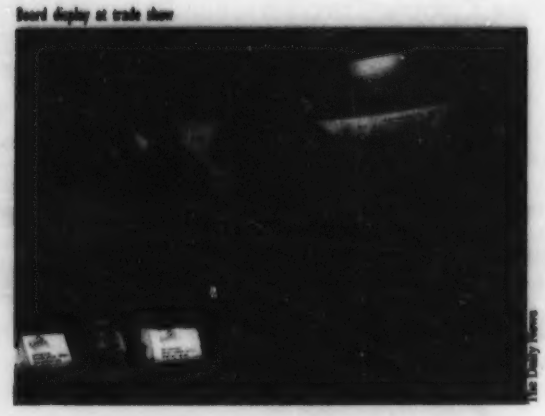
Troy MacDonald
Information System Coordinator

The website will continue to play a key role in providing timely information including the Weekly Activity Reports that give updates on all drilling, seismic and production activity offshore Nova Scotia. It is also a key medium to provide the industry with up-to-date regulations and guidelines needed to work in this region.

Interest in Nova Scotia's offshore industry is expected to grow in the near future as activity increases. The Board continues to assess its communications vehicles with the public, industry and government to ensure as open a regime as possible.

Mary MacLean
Staff Secretary & Receptionist

Board display at trade show



New website design

Growing interest in offshore Nova Scotia is also evident at the Board's Data Archive, Core Storage and Laboratory facility where activity has increased for the third consecutive year. This is a public facility used by academics, operators and government. It is also accessible to the public, by appointment.

Jane (JD) Dryden Roche
Document Control Clerk

In this reporting period, industry, represented by 23 petroleum exploration/ production companies (national, international and local) accounted for 52% of activity at the facility. These 23 individual companies represent a 22% increase over last year. Drilling/ service companies accounted for 32% of facility use and government and academic recorded 16%, both represent a 5% increase over the figures for 1999.

The increased activity at the facility is indicative of the increased interest by industry and academia in both the existing development of offshore Nova Scotia and the potential for future exploration and development.

Leanne Bjerke
Staff Secretary &
Accounting Assistant

Organizational Structure

Kim Hitchie
Staff Secretary

Increased activity means increased regulatory workload. The Board has responded to the demand by streamlining internal processes and by adding a number of new contract positions. The additions are a Public Information & Environmental Coordinator, an Information System Coordinator, a Regulatory Process Advisor and a Petroleum Process Engineering Advisor.

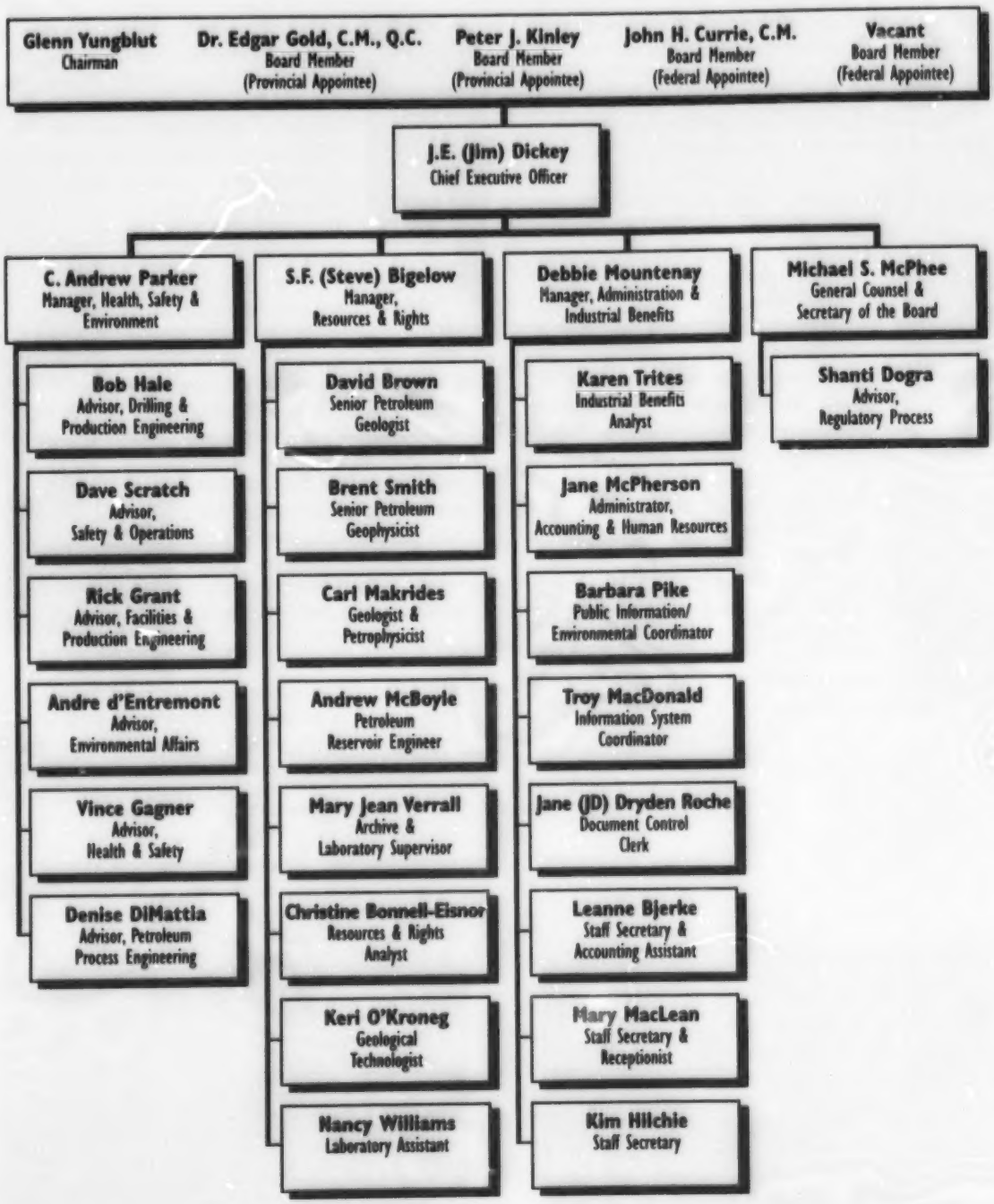
Work continues on the Board's Management System Manual which involves a continuous review and revision of policies and procedures for all facets of the regulatory regime and Board operations. In support of continuous improvement within our own management system, the Board actively seeks feedback from industry, governments, and other stakeholders toward more efficient, fair and competent regulatory processes.

Jane McPherson
Administrator, Accounting &
Human Resources

Samples

Data Archive & Core Storage Laboratory

Canada - Nova Scotia Offshore Petroleum Board
Organizational Structure



Board Biographies

Glenn Yungblut
Chairman
Glenn Yungblut holds an Honours Bachelor of Science degree in Mechanical Engineering from Queen's University.

During his career, he has held the positions of: Director General - Engineering at the National Energy Board in Calgary, and at the Canada Oil and Gas Lands Administration Ottawa/ Halifax. Previous to that he served as Chairman and Managing Director of an offshore engineering consulting firm, EPI Resources Ltd. He was also the Offshore Drilling Manager for Shell Canada's drilling projects off Canada's west coast and off Nova Scotia.

Mr. Yungblut's professional memberships include the Association of Professional Engineers, Geologists, and Geophysicists of Alberta and the Calgary Chapter of the Offshore Mechanics and Arctic Engineering division of which he was Past-Chair.

Peter J. Kinley
Board Member
Peter Kinley holds a Master of Science degree in Engineering, Naval Architecture and Marine Engineering from the University of Michigan. He also holds a Bachelor of Mechanical Engineering from the Technical University of Nova Scotia and a Diploma in Engineering from Dalhousie University.

He is President and CEO of Lunenburg Foundry & Engineering Limited; Lunenburg Marine Railway Company Limited, and Heritage Harbour Developments.

Mr. Kinley has held voluntary positions on a number of Boards and Commissions. He is currently a director in the Bluenose Atlantic Coastal Action Program.

Mr. Kinley is a member of the Association of Professional Engineers of Nova Scotia. He has served as Vice-President of the Canadian Society for Mechanical Engineers; as director of the Canadian Foundry Association; and was a member of the Technical Advisory Group, Metals Technology Laboratory, National Research Council.

He has served as Chairman of the Lunenburg Economic Development Commission, and as a Board Member of the Municipality of Lunenburg's Industrial Commission.

Dr. Edgar Gold, C.M., Q.C.
Board Member
Edgar Gold is a member of the Nova Scotia Barristers Society and a Queen's Counsel. He is a consultant to, and former partner with, the law firm Huestis Ritch, Halifax. He is an adjunct Professor of Law at Dalhousie University and also holds positions with the International Oceans Institute of Canada, Halifax; the World Maritime University, Malmo, Sweden; and IMO International Maritime Law Institute, Malta.

Dr. Gold holds qualifications as a Master Mariner (unlimited), U.K. and Canada, and spent 16 years at sea, including several years in command. He received Arts (B.A.) and Law (LL.B.) degrees from Dalhousie University and a doctorate (Ph.D) in International Maritime Law from the University of Wales. He is also: a Fellow of the Nautical Institute, a Fellow of the Offshore Institute, a member of the Chartered Institute of Arbitrators, and numerous other professional organizations.

Dr. Gold is a former President of the Canadian Maritime Law Association. He was Professor of Maritime Law at Dalhousie University for 20 years and was cross-appointed as Professor of Resource and Environmental Studies at Dalhousie for 15 years. He received an honorary diploma from the Canadian Coast Guard College, as well as an honorary Fellowship from the Hellenic Marine Environment Protection Association. In 1997 he received the Commander's Cross of the Order of Merit, one of the highest civilian awards from the Government of the Federal Republic of Germany, in recognition for his work strengthening relations between Nova Scotia and Germany. He was awarded the Order of Canada in October 1997.

John H. Currie, C.M.
Board Member
John Currie received a Bachelor of Arts degree from St. Francis Xavier University and a Bachelor of Laws degree from Dalhousie University.

He has served as a Director, Senior Vice President and Chief Counsel of CDC Oil and Gas Limited; Senior Vice President of Canterra Energy Ltd.; Director of the Independent Petroleum Association; and Governor of the Canadian Tax Foundation.

Mr. Currie was Founding President of the Tax Executive Institute of Alberta. He has served as President of the Petroleum Law Foundation and National Chairman of the corporate lawyers section of the Canadian Bar Association; and is past president of the Calgary Chamber of Commerce. He was awarded the Order of Canada in October 1997.

Canada - Nova Scotia Offshore Petroleum Board
Financial Statements

Deloitte & Touche LLP
P.O. Box 2087
5161 George Street, Suite 800
Halifax, Nova Scotia B3J 3B7

Tel : (902) 422-8541
Fax : (902) 423-5820

Deloitte & Touche

Auditors' Report

To the Members of
Canada – Nova Scotia Offshore Petroleum Board

We have audited the statement of financial position of **Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board** as at March 31, 2001, and the statements of revenue and expenditure and cash flows for the year then ended. These financial statements are the responsibility of the Board. Our responsibility is to express an opinion on these financial statements based on our audit.

We conducted our audit in accordance with Canadian generally accepted auditing standards. Those standards require that we plan and perform an audit to obtain reasonable assurance whether the financial statements are free of material misstatement. An audit includes examining, on a test basis, evidence supporting the amounts and disclosures in the financial statements. An audit also includes assessing the accounting principles used and significant estimates made by management, as well as evaluating the overall financial statement presentation.

In our opinion, these financial statements present fairly, in all material respects, the financial position of the Board as at March 31, 2001, and the results of its operations and cash flows for the year then ended, in accordance with Canadian generally accepted accounting principles.

Deloitte & Touche LLP

April 12, 2001

Chartered Accountants

Deloitte
Touche
Tohmatsu

Canada–Nova Scotia Offshore Petroleum Board
Statement of Financial Position
As at March 31, 2001

	2001	2000
ASSETS		
Current		
Cash	$ 2,065,530	$ 351,178
Accounts receivable (Note 4)	153,922	156,826
Prepaid expenses	31,489	21,065
	2,250,941	529,069
Capital assets (Notes 2 and 5)	612,343	154,114
	$ 2,863,284	$ 683,183
LIABILITIES		
Current		
Accounts payable and accrued liabilities	$ 532,731	$ 142,777
Payable to government (Note 6)	1,058,252	304,192
Rebates payable to industry (Note 7)	346,400	–
Deferred revenue (Notes 2 and 8)	313,558	82,100
	2,250,941	529,069
Deferred capital grants (Note 2)	612,343	154,114
	$ 2,863,284	$ 683,183

Approved by the Board:

Member

Member

Canada–Nova Scotia Offshore Petroleum Board
Statement of Revenue and Expenditure
Year Ended March 31, 2001

	2001	2000
Revenue		
Grants		
Government of Canada	$ 1,827,500	$ 1,325,000
Government of Nova Scotia	1,827,500	1,325,000
	3,655,000	2,650,000
Sable Offshore Energy Project - Cost Recovery	875,000	922,977
Cohasset Project - Cost Recovery	275,000	367,023
Industry recoveries	884,651	13,505
Sale of Board publications and maps	10,463	7,025
Interest	40,631	21,259
Gain on sale of capital assets	270	—
Amortization of deferred capital grants	126,422	82,464
	5,876,437	4,064,253
Less: Cost recoveries refunded to government	(1,688,252)	(1,290,000)
Rebates to industry	(346,400)	–
Deferred capital grants	(584,651)	(85,074)
Deferred revenue	(313,558)	(82,100)
Net Revenue	2,934,576	2,607,079
Expenditure		
Personnel, consulting and Board members	2,015,788	1,801,954
General office and support	549,834	486,440
Office and laboratory premise costs	242,532	236,221
Amortization of equipment	126,422	82,464
	2,934,576	2,607,079
Excess of revenue over expenditure	$ –	$ –

Canada–Nova Scotia Offshore Petroleum Board
Statement of Cash Flows
Year Ended March 31, 2001

	2001	2000
Net inflow (outflow) of cash related to the following activities:		
Operating		
Items not affecting cash		
Amortization of deferred capital grants	$ (126,422)	$ (82,464)
Amortization of equipment	$ 126,422	$ 82,464
	–	–
Changes in non-cash operating working capital items	1,714,352	186,227
	1,714,352	186,227
Investing		
Purchase of capital assets	(584,651)	(85,074)
Deferral of capital grants	584,651	85,074
	–	–
Net cash inflow (inflow)	1,714,352	186,227
Cash position, beginning of year	351,178	164,951
Cash position, end of year	$ 2,065,530	$ 351,178

Notes to the Financial Statements
Year Ended March 31, 2001

1. PURPOSE OF ORGANIZATION

The Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board was formed to administer the relevant provisions of the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Acts enacted by the Parliament of Canada and the Legislature of Nova Scotia. The Board is funded by grants from the Federal and Provincial governments in equal contributions. The Board collects and remits to the governments cost recovery charges assessed against industry from regulatory reviews, up to a maximum of 50% of the Board's approved budget. The Board is a non-profit organization and is, therefore, exempt from income tax.

2. ACCOUNTING POLICIES

The financial statements have been prepared in accordance with Canadian generally accepted accounting principles and include the following significant accounting policies:

a) Capital Assets

Capital assets are recorded at cost, less accumulated amortization. Amortization is recorded using the straight-line method over four years for furniture and fixtures and over three years for computer equipment. Leasehold improvements were performed at the end of the 2001 fiscal year. They will be amortized over the remaining life of the lease, which is seven years. Amortization of leasehold improvements will begin in the 2002 fiscal year

b) Deferred Revenue

Operating grants received from government in excess of Board expenditures, net of other revenue, are credited to deferred revenue.

c) Deferred Capital Grants

Federal and provincial grants received for annual capital expenditures are deferred and recognized into revenue on a basis consistent with the equipment amortization charge.

3. CASH

Cash consists of cash on hand and amounts on deposit with a financial institution.

4. ACCOUNTS RECEIVABLE

	2001	2000
Federal Government	$ –	$ 110,417
Harmonized Sales Tax	57,239	15,780
Industry receivables	92,315	28,110
Other	4,368	2,519
	$ 153,922	$ 156,826

5. CAPITAL ASSETS

	Cost	Accumulated Amortization	Net Book Value 2001	Net Book Value 2000
Furniture and fixtures	$ 273,636	$ 105,421	$ 168,215	$ 70,170
Computer equipment	361,312	184,221	177,091	83,944
Leasehold improvements	267,037	-	267,037	-
	$ 901,985	289,642	$ 612,343	$ 154,114

6. PAYABLE TO GOVERNMENT

	2001	2000
Federal Government — cost recovery funds	$ 529,126	$ 152,096
Provincial Government — cost recovery funds	529,126	152,096
	$1,058,252	$ 304,192

7. REBATES PAYABLE TO INDUSTRY

Rebates payable to industry represent payments from industry in excess of fifty percent of the Board's cash expenditures during the year. Costs related to the Cape Breton Public Review were not included in the cash expenditures figure for purposes of this calculation.

8. DEFERRED REVENUE

	2001	2000
Federal Government	$ 156,779	$ 41,050
Provincial Government	156,779	41,050
	$ 313,558	$ 82,100

9. COMMITMENTS

The Board leases office space for approximately $114,000 per year. The lease expires in April 2008.

The Board also leases core storage premises for approximately $42,000 per year. The lease expires in March 2008.

10. COMPARATIVE FIGURES

Certain of the March 31, 2000 figures have been revised to comply with the current year's financial statement presentation.

Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers

Rapport Annuel 2000 - 2001

Crédits photographiques

Couverture: Grands voiliers; Rob William,
arrière-plan; Morrow Scot-Brown

Portraits des membres du conseil et du personnel : Morrow Scot-Brown

Diverses photographies des activités utilisées dans le rapport :

Personnel de l'Office
Hélicoptères canadiens limitée
Carl Haycock
PanCanadian Petroleum Limited
Prisma Productions, gracieuseté du Projet énergétique extracôtier Sable
Rowan Companies
Secunda Marine Services Limited
Veritas

Office Canada - Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers
18e étage, Centre TD, 1791, rue Barrington, Halifax (Nouvelle-Écosse) B3J 3K9
Téléphone (902) 422-5588 Téléc. (902) 422-1799 Site Web www.cnsopb.ns.ca

Le 30 juin 2001

L'honorable Gordon Balser
Ministre responsable du Petroleum Directorate
Nova Scotia Petroleum Directorate
Porte 400, Édifice Banque de Montréal
5151, rue George
Halifax (Nouvelle-Écosse)
B3J 1M5

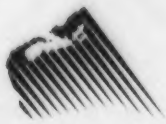
L'honorable Ralph Goodale
Ministre des Ressources naturelles
Ressources naturelles Canada
580, rue Booth, 21e étage
Ottawa (Ontario)
K1A 0E4

Messieurs,

Conformément aux dispositions de la loi créant l'Office Canada - Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, je suis heureux de vous soumettre le rapport annuel de l'Office renfermant les états financiers pour l'exercice terminé le 31 mars 2001.

Le tout, respectueusement soumis.

Glenn Yungblut
Président



OFFICE CANADA–NOUVELLE ÉCOSSE DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

La réglementation efficace,
équitable et intelligente de l'exploitation
des ressources pétrolières au large de la Nouvelle-Écosse.

Table des matières

Message de l'Office 4

Approche en matière de réglementation 6

Activités extracôtières 7

Gestion des ressources pétrolières et gazières .. 8
- Gestion des titres 9
- Permis d'exploration 12
- Redevances 12
- Attribution des droits 12
- Registre public des titres et permis 12

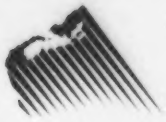
Retombées économiques et emploi 13
- Prospection et exploration 13
- Projet Cohasset 15
- Projet énergétique extracôtier Sable 15
- Autres activités 16

Santé, sécurité et environnement 17
- Formation en matière de sécurité 17
- Vérification 17
- Rapports d'incidents 18

Protection de l'environnement 18
- CCPE 18
- Catégorisation 19
- Lignes directrices sur le traitement des débris 19
- FEE 19
- Examen public 19

Communications et administration 20
- Organigramme 22
- Notices biographiques des membres du Conseil 23

États financiers 24



Rapport de l'Office

Nous sommes heureux de faire rapport sur les activités de l'Office Canada - Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (« l'Office ») pour l'exercice 2000-2001. L'exercice qui vient de se terminer a été fort occupé pour l'Office, l'industrie pétrolière ayant continué à investir dans la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse à des niveaux sans précédent..

Au cours de la période visée par le rapport, l'Office a délivré huit nouveaux permis d'exploration à la suite de l'appel d'offres N° NS00-1. Les engagements pour ces parcelles s'élèvent à plus de 191 millions de dollars, et il vaut la peine de souligner que ce montant comprend un engagement record de 97 millions de dollars pour une seule parcelle. Le total des engagements pour tous les permis d'exploration en vigueur dépasse aujourd'hui le milliard de dollars. Il vaut la peine de souligner que beaucoup des permis délivrés récemment par l'Office visent des zones en eau profonde où il n'y a encore eu aucune exploration.

Nous nous réjouissons du fait qu'aucun incident grave mettant la santé ou la sécurité en danger ne s'est produit dans la zone extracôtière au cours de l'année écoulée. L'Office a poursuivi ses efforts pour améliorer les conditions de santé et de sécurité. Le 1er décembre 2000, il a achevé la préparation de ses nouvelles exigences en matière de santé et sécurité au travail. Le respect de ces exigences sera une condition essentielle de toutes les autorisations accordées par l'Office jusqu'à ce que les gouvernements adoptent des règlements sur la santé et la sécurité au travail. Le personnel de l'Office a en outre collaboré avec les gouvernements à la préparation des nouveaux règlements sur la santé et la sécurité au travail.

Les règlements ont été adoptés au cours de la période visée par le rapport, et l'Office est ainsi devenu une autorité fédérale pour les fins de la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale. Après une période de transition, toutes les évaluations environnementales menées par l'Office seront faites conformément à cette loi fédérale. Autre développement important en matière d'environnement, l'Office a nommé un commissaire qui tiendra des audiences publiques en vue d'étudier les effets des éventuelles activités d'exploration pétrolière et gazière et de forage en vertu des permis d'exploration 2364, 2365 et 2368. Un projet de mandat a été rédigé et publié pour nous permettre d'obtenir des commentaires de la population.

Au cours de l'exercice 2000-2001, l'Office a approuvé plusieurs plans de retombées économiques. Douze de ces plans avaient trait aux études géophysiques et trois aux forages de reconnaissance. L'Office continue de suivre et d'évaluer les activités du Projet énergétique extracôtier Sable en ce qui a trait aux retombées économiques Canada - Nouvelle-Écosse. Le 31 décembre 2000, 33 % des dépenses du projet avaient été engagées en Nouvelle-Écosse et 16 % ailleurs au Canada. Les emplois créés par le projet sont maintenant occupés à 90 % par des Néo-Écossais et à 7 % par d'autres Canadiens. À ce jour, les sommes investies en Nouvelle-Écosse et ailleurs au Canada dans le cadre de ce projet dépassent le milliard de dollars.

Le Projet énergétique extracôtier Sable a entrepris sa deuxième année de production en 2001. Pendant la période visée par le rapport, l'Office a autorisé Sable Offshore Energy Inc. à forer des puits de développement additionnels. La production cumulée du projet dépasse maintenant 4 395,17 millions de mètres cubes de gaz naturel brut. En octobre 2000, le Projet énergétique extracôtier Sable a lancé le processus d'appel d'offres pour le gisement Alma et le contrat d'ingénierie et de conception technique a été accordé en février 2001. La majorité des travaux de génie seront effectués en Nouvelle-Écosse.

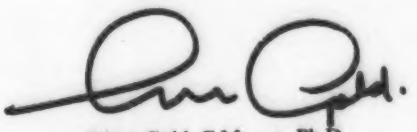
Pour la première fois depuis nombre d'années, des travaux d'exploration de nouvelles formations géologiques ont été entrepris. En outre, les activités d'exploration se dirigent maintenant vers des zones en eau profonde. En 2000, l'Office s'est penché sur les questions de réglementation avec plusieurs exploitants et titulaires de permis détenant des droits pour des zones en eau profonde au large de la Nouvelle-Écosse.

Au cours de l'année dernière, le personnel de l'Office a fourni conseils et assistance aux gouvernements dans plusieurs dossiers, notamment dans celui des discussions entre le Canada et la France en ce qui a trait aux activités autour des îles de Saint-Pierre et Miquelon, territoire sous administration française.

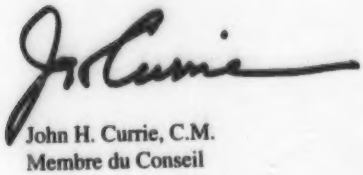
En conséquence de l'augmentation des activités par l'industrie pétrolière et d'autres parties intéressées dans la zone extracôtière, l'Office a embauché du personnel additionnel et ses effectifs se sont enrichis de cinq personnes. Il compte donc aujourd'hui 26 employés, dont quatre contractuels. Nous sommes heureux de mentionner qu'une fois de plus, l'Office a respecté le budget approuvé.

Les pages qui suivent renferment des renseignements détaillés sur les activités et opérations de l'Office au cours de l'exercice 2000-2001. Conformément aux exigences des lois de mise en œuvre de l'Accord, le présent rapport annuel contient les états financiers de l'Office et le rapport des vérificateurs pour l'exercice terminé le 31 mars 2001.

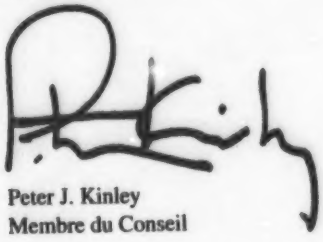
Glenn Yungblut
Président



Edgar Gold, C.M., c.r., Ph.D.
Membre du Conseil



John H. Currie, C.M.
Membre du Conseil



Peter J. Kinley
Membre du Conseil

Approche en matière de réglementation

J.E. (Jim) Dickey
Chef de la direction

Bureau du chef de la direction

En vue de l'exécution des lois de mise en œuvre de l'Accord, le gouvernement a nommé un président à temps partiel, et l'Office a nommé, avec l'approbation du gouvernement, un chef de la direction à temps plein chargé de la mise en œuvre des décisions politiques et de l'administration courante de l'Office.

Le chef de la direction relève du Conseil et coordonne les points qui lui sont soumis pour discussion. Il est responsable de la gestion interne de l'Office, notamment de ses politiques et procédures, de la dotation en personnel, des affaires publiques et des questions administratives et financières. Le chef de la direction assure en outre la liaison avec les représentants des ministères des gouvernements d'autres organismes de réglementation, supervise les examens réglementaires et délivre, au nom de l'Office, les autorisations ayant trait aux activités de l'industrie.

Michael S. McPhee
Conseiller juridique
et Secrétaire du conseil
d'administration

Approche en matière de réglementation

L'Office est l'autorité de réglementation de toutes les activités pétrolières dans la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse. En 1986, les gouvernements du Canada et de la Nouvelle-Écosse ont mis de côté la question de la propriété des ressources et de la compétence à cet égard et, par un accord politique, ont adopté des lois parallèles prévoyant la gestion conjointe des ressources extracôtières. Ces mesures législatives, les lois de mise en œuvre de l'Accord, définissent le régime réglementaire appliqué par l'Office. Le mandat de l'Office couvre la sécurité dans la zone extracôtière, la protection de l'environnement, les retombées économiques et l'emploi, la délivrance de permis, la gestion de la ressource et la collecte et la conservation de données. Les décisions de l'Office sur ces questions sont prises conformément au processus établi dans les lois et règlements de mise en œuvre de l'Accord.

Shanti Dogra
Conseiller,
Processus de réglementation

Le Rowan Gorilla V et le Sante Fe Galaxy II au gisement Venture

Activités extracôtières

Projet énergétique extracôtier Sable

Des demandes ont été reçues et des autorisations d'exploitation délivrées pour le forage et la mise en service de puits productifs pour le Projet énergétique extracôtier Sable. Pendant la période visée par le rapport, quatre puits ont été forés à leur pleine profondeur, achevés et testés. À la fin de la période, quatre puits du gisement Venture, quatre puits du gisement Thebaud et deux puits du gisement North Triumph étaient en mesure de produire. Le 31 mars 2000, la production cumulée des trois gisements atteignait 4395,17 millions de mètres cubes de gaz brut (155,21 milliards de pieds cubes), répartie comme suit : 1620,99 millions de mètres cubes (57,24 milliards de pieds cubes) pour le gisement Venture, 1745,85 millions de mètres cubes (61,65 milliards de pieds cubes) pour le gisement Thebaud et 1028,33 millions de mètres cubes (36,32 milliards de pieds cubes) pour le gisement North Triumph.

Forage de puits d'exploration et de délinéation

Le Rowan Gorilla III a foré deux puits d'exploration, Panuke F-09 et Panuke M-79, pour PanCanadian à partir de la plate-forme Panuke; ces puits ont par la suite été abandonnés mais les données techniques recueillies restent confidentielles.

PanCanadian a également foré deux puits de délinéation à la suite du forage de son puits de découverte Deep Panuke PP-3C et de son puits d'extension Panuke PI-1B.

Mobil Oil Canada Properties (maintenant ExxonMobil Canada Properties) a reçu de l'Office l'autorisation de forer deux puits d'exploration - Emma N-03 et Adamant N-97 - avec le Galaxy II en vertu des permis 2369 et 2356 respectivement. Le forage de ces puits jusqu'à leur horizon cible a été réussi, mais les résultats restent confidentiels.

Projet Deep Panuke

En février 2001, l'Office a reçu un avis de PanCanadian que cette dernière entend déposer une demande renfermant un plan de retombées économiques et un plan de mise en valeur au cours du troisième trimestre de 2001. La section Santé, sécurité et environnement de l'Office a entrepris des discussions avec d'autres organismes de réglementation pour déterminer la procédure d'examen appropriée pour cette demande.

Activités géophysiques

Douze programmes d'études géophysiques ont été approuvés pour la région au large de la Nouvelle-Écosse pendant la période visée par le rapport, notamment des sondages sismiques, des levés d'emplacement du site et des levés aéromagnétiques. Des relevés sismiques en 3D ont été faits sur plus de 12 000 kilomètres carrés, un record pour l'industrie pétrolière au large de la Nouvelle-Écosse. On a également procédé à des levés aéromagnétiques sur 87 000 kilomètres, à des sondages sismiques du fond marin en eau peu profonde sur 18 000 kilomètres et à des sondages sismiques en 2D sur 8 000 kilomètres.

Gestion des ressources pétrolières et gazières

S.F. (Steve) Bigelow
Directeur, Ressources et droits

Au cours de l'année écoulée, l'Office a entrepris de nombreuses évaluations techniques de tous les volets géologiques, géophysiques et pétrophysiques ainsi que des études de gisements des activités d'exploration et de mise en valeur dans la région extracôtière.

L'approche de l'Office en matière de conservation des ressources vise à :

- assurer que la haute direction des exploitants s'engage à conserver les ressources;
- vérifier les demandes d'autorisation d'activités du point vue de la conservation des ressources;
- procéder aux études nécessaires et exercer la surveillance voulue pour acquérir et augmenter la connaissance des ressources et leur mise en valeur optimale.

Au cours de l'exercice, plusieurs rencontres ont eu lieu avec des représentants de l'Office Canada - Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers (OCTNHE) dans le but de favoriser le développement harmonieux des régions au large de Terre-Neuve et de la Nouvelle-Écosse. Ces rencontres ont notamment fait avancer l'établissement de lignes directrices conjointes sur le contingentement et la mesure de la production. Les discussions sur la mise à jour des lignes directrices communes sur l'acquisition de données et sur la production de rapports sur les évaluations de puits, de gisements et de champs gaziers et pétrolifères des régions extracôtières de Terre-Neuve et de la Nouvelle-Écosse se sont poursuivies.

Andrew McBeath
Ingénieur spécialiste des gisements de pétrole

En collaboration avec l'Office national de l'énergie (ONE), l'OCTNHE et l'Association canadienne des producteurs pétroliers, l'Office a réalisé de grands progrès dans la réalisation d'une initiative visant à déterminer la possibilité d'établir un dépôt commun des données d'exploration et de production de la côte Est (DCD). En janvier 2001, l'Office a coprésidé plusieurs réunions du comité de DCD et organisé un atelier fort réussi sur les besoins fonctionnels.

Carl Hubrides
Géologue et pétrophysicien

À la demande du Conseil d'harmonisation, l'Office a constitué et présidé un groupe de dirigeants en vue d'étudier (1) la légalité des pratiques actuelles de divulgation des données et (2) la politique souhaitable à cet égard. Le groupe de travail était constitué de représentants des gouvernements fédéral et provinciaux, de l'ONE et de l'OCTNHE. Un rapport final, renfermant des conclusions et recommandations, a été remis en janvier 2001.

David Brown
Géologue pétrolier principal

L'Office s'est penché sur de nombreuses demandes d'autorisation d'activités présentées par Sable Offshore Energy Inc. et a donné à son personnel la préparation nécessaire pour traiter les demandes actuelles et les améliorations au plan de gestion des réservoirs à la suite de la construction et de la mise à jour de modèles de surveillance des réservoirs. La simulation détaillée en 3D de l'Office pour les gisements Venture, Thebaud et North Triumph a été mise à jour pour inclure la caractérisation des données sur la ressource recueillies au cours des forages de reconnaissance, des premiers essais de production et de la production depuis le démarrage. La vérification des plans concernant les activités de mise en valeur des gisements se poursuit; on utilise pour ce faire des études de productivité des gisements, des équipements en surface et des études de modèles économiques. À mesure qu'ils deviennent disponibles, les nouveaux renseignements recueillis, dont les données sur la production, sont intégrés aux modèles de surveillance. L'Office exerce en outre une surveillance continue de la production et des mesures de conservation de la ressource.

Christine Pannell-Eisner
Analyste, Ressources et droits

Bâtiment utilisé pour les relevés sismiques - Terra Nova I

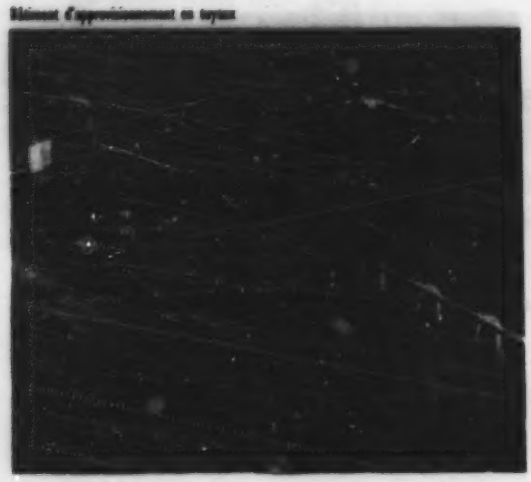
Gestion des titres

Tout au long de l'exercice, l'Office a examiné, évalué, approuvé et surveillé l'ensemble des activités de prospection.

Au nombre des tâches accomplies par le personnel de gestion de la ressource de l'Office au cours de l'exercice 2000-2001, mentionnons :

- vérification technique en cours, y compris des études indépendantes, du Projet énergétique extracôtier Sable conformément aux conditions imposées dans le rapport décisionnel de l'Office sur le plan d'exploitation;
- évaluation des données sur la ressource provenant des puits de développement et d'exploration;
- examen permanent des modifications aux plans de gestion des gisements approuvés à la suite des résultats des forages de reconnaissance et d'études additionnelles;
- examen technique du plan de gestion pour le gisement Alma;
- examen de la procédure d'allocation du fluide et évaluations de l'exactitude pour les installations du projet Sable dans la zone extracôtière;
- compilation des données publiques sur les ressources en vue de la préparation de l'appel d'offres NS00-1;
- participation à l'examen gouvernemental et réglementaire interne des divers aspects de la politique actuelle sur le régime foncier;
- évaluation des résultats des forages et des essais pour le projet Deep Panuke;
- participation à des rencontres avec des sociétés canadiennes et internationales d'exploration et de mise en valeur des hydrocarbures.

Bâtiment d'approvisionnement en vrac

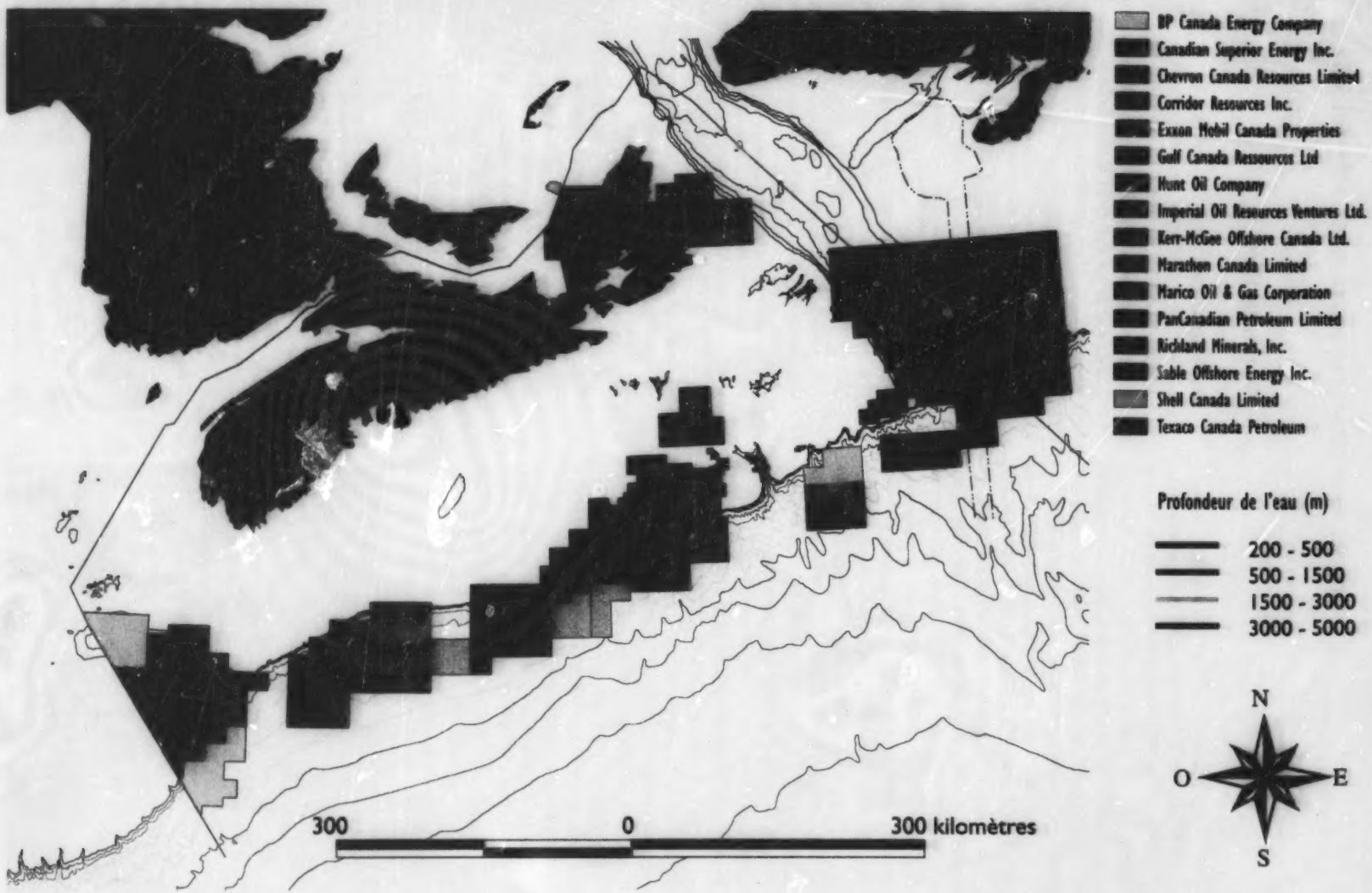


Participations

Au cours de l'exercice, les permis d'exploration en vigueur dans la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse étaient les suivants :

N° du PE	Date d'entrée en vigueur	Représentant	Soumission
2355	1er juillet 1994	Nova Scotia Resources (Ventures) Ltd.	1 000 000,00 $
2356	1er janvier1996	ExxonMobil Canada Properties	86 388 659,97 $
2357	1er juillet 1997	PanCanadian Petroleum Limited	2 313 288,00 $
2358	1er janvier1998	PanCanadian Petroleum Limited	1 315 000,00 $
2359	1er juillet 1998	Chevron Canada Limited	66 667 000,00 $
2360	1er juillet 1998	PanCanadian Petroleum Limited	8 291 888,00 $
2361	1er juillet 1998	ExxonMobil Canada Properties	9 563 150,00 $
2362	1er juillet 1998	Marico Oil & Gas Corporation	1 720 000,00 $
2363	1er juillet 1998	PanCanadian Petroleum Limited	2 323 580,00 $
2364	1er juillet 1998	Hunt Oil Company	2 165 000,00 $
2365	1er juillet 1998	Hunt Oil Company	2 165 000,00 $
2366	1er janvier1999	ExxonMobil Canada Properties	3 256 000,00 $
2367	1er janvier1999	PanCanadian Petroleum Limited	1 320 756,00 $
2368	1er juillet 1999	Corridor Resources Inc.	1 052 520,00 $
2369	1er juillet 1999	ExxonMobil Canada Properties	70 056 110,00 $
2370	1er juillet 1999	ExxonMobil Canada Properties	10 013 375,00 $
2371	1er juillet 1999	ExxonMobil Canada Properties	47 030 057,00 $
2372	1er juillet 1999	ExxonMobil Canada Properties	55 015 185,00 $
2373	1er juillet 1999	ExxonMobil Canada Properties	7 837 266,00 $
2374	1er juillet 1999	ExxonMobil Canada Properties	2 005 322,00 $
2375	1er juillet 1999	Richland Minerals, Inc.	1 210 951,31 $
2376	1er juillet 1999	PanCanadian Petroleum Limited	71 623 566,00 $
2377	1er juillet 1999	Marathon Canada Limited	93 256 756,00 $
2378	1er juillet 1999	Imperial Oil Resources Ventures Ltd	71 134 815,51 $
2379	1er juillet 1999	Imperial Oil Resources Ventures Ltd	28 865 184,49 $
2380	1er juillet 1999	PanCanadian Petroleum Limited	1 239 895,00 $
2381	1er juillet 1999	Shell Canada Limited	23 303 666,00 $
2382	1er juillet 1999	Shell Canada Limited	68 555 664,00 $
2383	1er juillet 1999	Kerr-McGee Offshore Canada Ltd.	5 100 000,00 $
2384	1er juillet 1999	PanCanadian Petroleum Limited	8 157 735,00 $
2385	1er juillet 1999	Shell Canada Limited	2 119 679,00 $
2386	1er juillet 1999	Kerr-McGee Offshore Canada Ltd.	24 888 888,00 $
2387	1er janvier 2000	PanCanadian Petroleum Limited	4 856 746,00 $
2388	1er janvier 2000	Richland Minerals, Inc.	2 225 600,00 $
2389	1er janvier 2000	PanCanadian Petroleum Limited	15 389 712,00 $
2390	1er janvier 2000	PanCanadian Petroleum Limited	8 347 986,00 $
2391	1er janvier 2000	Richland Minerals, Inc.	1 620 600,00 $
2392	1er janvier 2000	Richland Minerals, Inc.	1 620 600,00 $
2393	1er janvier 2000	Kerr-McGee Offshore Canada Ltd.	1 500 000,00 $
2394	1er janvier 2000	PanCanadian Petroleum Limited	1 331 919,00 $
2395	1er janvier 2000	PanCanadian Petroleum Limited	13 279 856,00 $
2396	1er janvier 2000	Kerr-McGee Offshore Canada Ltd.	6 100 000,00 $
2397	1er janvier 2000	PanCanadian Petroleum Limited	4 911 865,00 $
2398	1er janvier 2001	Kerr-McGee Offshore Canada Ltd.	27 203 000,00 $
2399	1er janvier 2001	Kerr-McGee Offshore Canada Ltd.	20 639 000,00 $
2400	1er janvier 2001	Richland Minerals, Inc.	2 110 000,00 $
2401	1er janvier 2001	Canadian Superior Energy Inc.	5 125 800,00 $
2402	1er janvier 2001	Canadian Superior Energy Inc.	22 575 000,00 $
2403	1er janvier 2001	BP Canada Energy Company	97 776 000,00 $
2404	1er janvier 2001	Kerr-McGee Offshore Canada Ltd.	13 120 000,00 $
2405	1er janvier 2001	Richland Minerals, Inc.	3 210 000,00 $
Total			1 033 899 641,28 $

Figure 1 : Participations actives dans la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse



Mary Jean Verrall
Superviseure, Archives et laboratoire

Tous les permis d'exploration actuellement en vigueur ont une durée maximale de neuf ans et renferment une clause prévoyant la résiliation par anticipation après cinq ans à moins qu'un dépôt de forage ne soit versé ou que le forage d'un puits ne soit entrepris. Le permis d'exploration 2355 a expiré le 30 juin 2000, à la fin de la période 1, et les parcelles sont retombées dans le domaine de la Couronne.

Au 31 mars 2001, les permis en vigueur étaient les suivants :

	Nombre	Superficie (en hectares)
Permis d'exploration	50	6 121 670
Permis de découvertes importantes	33	87 109
Permis de production	6	24 545

Le 20 octobre 2000, l'Office a reçu une directive conjointe des gouvernements fédéral et provincial de procéder à un examen public des impacts d'éventuelles activités d'exploration pétrolière et de forage au large de l'Île du Cap-Breton. La directive, émise par le ministre fédéral des Ressources naturelles et le ministre provincial responsable du Nova Scotia Petroleum Directorate vise les activités dans le cadre des permis 2364, 2365 et 2368. Un Décret d'interdiction a été délivré le 11 décembre 2000 aux titulaires des permis d'exploration 2364, 2365 et 2368, leur interdisant d'entreprendre ou de poursuivre tout travail ou toute activité sur les parties de la zone extracôtière visées par les permis jusqu'à ce que l'Office les avise que l'examen public des activités d'exploration en vertu de ces permis est terminé.

Nancy Williams
Aide de laboratoire

Sommaire des activités géophysiques en 2000

N° du programme	Description sommaire	Début	Fin	Total (en km)
1826-C142-01P	Sondage bathymétrique multi-faisceaux non exclusif par C & C Technologies Inc. Bâtiment (R/V Ocean Alert)	20 mai 2000	17 juin 2000	6 964,50 km
1821-F23-01P	Levé aéromagnétique non exclusif par Fugro Airborne Surveys Corp. Aéronef (Cessna 404)	4 sept 2000	16 oct 2000	37 174,30 km
1824-G05-03P	Relevé sismique en 2D non exclusif par Geophysical Service Incorporated. Bâtiment (M/V Polar Duke)	4 oct 2000	1er déc 2000	2 107,93 km
1826-G43-01P	Sondage bathymétrique multi-faisceaux non exclusif par Geological Survey of Canada-Atlantic. Bâtiment (Anne S. Pierce)	21 juil 2000	4 août 2000	7 500,00 km
1824-P03-02E	Relevé sismique exclusif en 3D par PanCanadian Petroleum Ltd. Bâtiment (M/V Geco Triton)	8 mai 2000	30 mai 2000	349,57 km2
1824-P03-02E	Relevé sismique exclusif en 3D par PanCanadian Petroleum Ltd. Bâtiment (M/V Diamond)	8 juin 2000	9 août 2000	1 925,68 km2
1824-P03-03E	Relevé sismique exclusif en 2D par PanCanadian Petroleum Ltd. Bâtiment (M/V Akademik Shatskiy)	2 sept 2000	26 sept 2000	2 833,73 km2
1826-P03-02E	Sondages exclusifs du fond marin par PanCanadian Petroleum Ltd. Bâtiment (Cabot Sea)	22 avril 2000-24 juil 2000	5 mai 2000-26 juil 2000	389,18 km 82km
1826-P03-10E	Sondages exclusifs du fond marin par Mobil Oil Canada Properties. Bâtiment (Cabot Sea)	16 juin 2000-17 sept 2000	23 juil 2000-11 oct 2000	1 942,60 km 416,25 km
1824-S06-01E	Relevé sismique exclusif en 3D par Shell Canada. Bâtiment (Western Monarch)	21 mai 2000	3 déc 2000	3 400,00 km2
1833-T62-02P	Étude géochimique non exclusive par TDI-Brooks International. Bâtiment (Cape Harrison)	28 août 2000	8 oct 2000	s/o
1824-V03-03P	Relevé sismique non exclusif en 3D par Veritas Energy Services. Bâtiment (SBV Veritas Viking)	22 avril 2000	21 oct 2000	3 042,86 km2
1824-W13-03P	Relevé sismique non exclusif en 3D par Western Geophysical. Bâtiment (Western Monarch)	28 avril 2000	20 mai 2000	158,22 km2

Galaxy II

Rowan Gorilla V

Permis d'exploration

Lori O'Brien
Technicienne spécialiste en géologie

En plus des permis ci-dessus, deux blocs de permis d'exploration pour des secteurs au sud-ouest et au nord-est de la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse ont été délivrés en vertu d'une loi qui a depuis lors été remplacée. Avant que des activités puissent être entreprises dans ces secteurs, les permis doivent être convertis en permis d'exploration. Les lois de mise en œuvre de l'Accord exigent que l'Office et les titulaires de permis négocient de nouvelles modalités pour les permis d'exploration à être délivrés.

Les permis pour la région au sud-ouest du Banc de Georges font l'objet d'un moratoire qui doit durer au moins jusqu'au 31 décembre 2012.

En outre, un groupe de permis a été délivré pour le secteur nord-est qui chevauche une zone à proximité du territoire français des îles Saint-Pierre et Miquelon. L'Office négociera la conversion des permis initiaux en permis d'exploration une fois que les revendications relatives à la ligne limitrophe au large des côtes auront été réglées. Le 31 mai 2000, le gouvernement fédéral a annoncé les détails d'un processus visant à régler le différend actuel entre la Nouvelle-Écosse, Terre-Neuve et le Labrador sur la ligne limitrophe au large des côtes. Les deux provinces se sont entendues sur le choix des membres du tribunal d'arbitrage. À la fin de la période visée par le rapport, le tribunal tenait une audience préliminaire pour déterminer s'il y a eu accord sur la délimitation actuelle. Si la réponse à cette question est oui, le processus prendra fin au cours de 2001. Par contre, s'il est impossible d'arriver à une entente, le tribunal devra passer à l'étape suivante et déterminer où établir cette ligne. Il est prévu que le tribunal rendra sa décision définitive en mars 2002.

Redevances

Pendant l'exercice, l'Office a reçu, au nom des gouvernements, des redevances au montant de 9 452 123,79 $ pour la production réalisée par Sable Offshore Energy Inc. en vertu des permis 2903 (Venture), 2904 et 2905 (Thebaud) et 2906 (North Triumph). Ces sommes ont été transmises au Receveur général du Canada, conformément au Royalty Collection and Administration Agreement (Entente sur la perception et la gestion des redevances) conclu par l'Office, le gouvernement fédéral et celui de la Nouvelle-Écosse.

Attribution des droits

Brent Smith
Géophysicien pétrolier principal

L'Office a étudié toutes les déclarations d'intérêt reçues jusqu'au 31 mars 2000 et, le 29 juin 2000, a lancé l'appel d'offres NS00-1 pour huit parcelles représentant une superficie totale d'environ 1,25 million d'hectares. Les soumissions pour chaque parcelle reposent uniquement sur les dépenses projetées pour les cinq premières années du permis et sont déterminées en fonction d'un échéancier bien défini de dépenses autorisées. Le montant de la plus basse soumission prise en compte pour la délivrance de chaque permis reste de un million de dollars. Tous les permis d'exploration actuellement en vigueur ont une durée maximale de neuf ans et renferment une clause prévoyant la résiliation par anticipation après cinq ans à moins qu'un dépôt de forage ne soit versé ou que le forage d'un puits ne soit entrepris.

Les résultats de l'appel d'offres NS00-1 ont été annoncés le 2 novembre 2000. Des offres totalisant 191 millions de dollars canadiens ont été reçues et acceptées pour les huit parcelles. La soumission représentant un engagement de 97 776 000 dollars canadiens pour la parcelle numéro 6 a établi un record - c'est la soumission la plus élevée jamais reçue pour une parcelle au large de la Nouvelle-Écosse. Les soumissions et engagements dépassent maintenant le milliard de dollars canadiens. Les permis d'exploration 2398 à 2405 ont été délivrés, avec le 1er janvier 2001 comme date d'entrée en vigueur. Par ailleurs, l'Office a décidé de ne pas lancer l'appel d'offres NS00-2. Cette décision a été prise à la suite d'une étude relative aux parcelles sélectionnées par l'industrie pétrolière avant le 30 septembre 2000.

Registre public des titres et permis

Comme le stipulent les lois de mise en œuvre de l'Accord, l'Office tient un registre de toutes les participations en zone extracôtière et de toutes les activités juridiques relatives à ces participations. Le régime d'enregistrement s'est avéré satisfaisant tout au long de l'exercice 2000-2001, compte tenu de l'augmentation des activités en ce qui a trait aux transferts d'intérêts et à l'enregistrement des nouveaux permis d'exploration. Des renseignements tirés du registre ont été ajoutés au site Web de l'Office pour en rendre l'accès plus facile.

Retombées économiques et emploi

Debbie Mountenay
Gestionnaire, Retombées économiques et avantages en matière d'emploi

Le secteur des retombées économiques et de l'emploi est l'une des responsabilités de l'Office qui suscite le plus d'intérêt chez l'ensemble des intervenants. En vertu des lois de mise en œuvre de l'Accord, un plan de retombées économiques Canada - Nouvelle-Écosse doit être soumis et approuvé avant qu'une autorisation de travail puisse être accordée. Toutes les demandes d'autorisation de travail, qu'il s'agisse d'études géophysiques ou de forage, doivent renfermer un plan de retombées économiques Canada - Nouvelle-Écosse, à moins que l'Office n'y renonce.

Chaque plan de retombées économiques doit respecter les principes fondamentaux établis dans les lois de mise en œuvre de l'Accord; il doit notamment offrir une juste possibilité et la priorité aux Néo-Écossais et aux entreprises de la Nouvelle-Écosse.

Un plan de retombées économiques doit offrir aux entrepreneurs et aux entreprises de services de la Nouvelle-Écosse et du reste du Canada une possibilité réelle et équitable de participer, à titre concurrentiel, à la fourniture des biens et des services nécessaires à la réalisation des travaux ou des activités. Il doit en outre expliquer comment l'exploitant offrira du travail à la main-d'œuvre canadienne, et plus particulièrement, néo-écossaise.

Le plan doit aussi prévoir que priorité sera donnée aux résidents de la province en ce qui a trait à la formation et à l'emploi. En outre, la même priorité doit être accordée en ce qui a trait aux biens et services néo-écossais s'ils se comparent, en situation de libre concurrence, à ceux des autres marchés notamment quant au prix, à la qualité et aux conditions de fourniture ou de prestation. Les autres points qui doivent être traités dans le plan de retombées économiques sont, notamment, l'établissement, dans la province, d'un bureau possédant les pouvoirs décisionnels adéquats ainsi que la promotion, la formation, la recherche et le développement dans la province.

L'Office se doit de consulter les deux ordres de gouvernement en ce qui a trait aux retombées économiques. Le Comité Canada - Nouvelle-Écosse d'examen des retombées économiques continue d'être un outil de grande valeur pour ces consultations; il s'avère en outre très efficace pour améliorer l'ensemble des procédures d'examen et pour réduire le chevauchement et la duplication en matière de réglementation. Le Comité se réunit tous les trimestres mais il arrive que des réunions soient convoquées pour discuter de questions précises ayant trait aux retombées économiques. Le Comité est formé de représentants de l'Office, de Ressources naturelles Canada et du Nova Scotia Peuroleum Directorate. À l'occasion, des représentants d'autres organisations et ministères fédéraux et provinciaux participent à ces rencontres, à l'invitation des membres.

Karen Trites
Analyste, Retombées économiques

Prospection et exploration

Au cours de l'exercice, l'Office a examiné et approuvé des plans de retombées économiques relatifs à douze programmes d'activités géophysiques.

Au début de 2000, l'Office a examiné et approuvé un plan de retombées économiques soumis par Mobil Oil Canada (maintenant ExxonMobil) pour son programme de forage d'exploration et d'évaluation de forage du bassin Sable.

En février 2001, l'Office a étudié et approuvé un plan de retombées économiques soumis par PanCanadian Petroleum pour son programme d'exploration et d'activités préliminaires à la mise en valeur.

Toujours en février 2001, l'Office a examiné et approuvé un plan de retombées économiques soumis par Marathon Canada Limited pour son programme d'exploration, de délinéation et d'activités préliminaires à la mise en valeur.

Comité d'examen des retombées

Figure 2 : Sommaire des emplois directs (années-personnes) du 1er janvier au 31 décembre 2000 Projet Cohasset

Employés de PanCanadian**	Total, autres *Total (années-personnes)	N.-É. Années-personnes	N.-É. %	Can. Personne Années	Total, autres Can. %
Administration	20,0	20,0	100 %	0,0	0 %
Opérations terrestres	21,0	20,0	95 %	1,0	5 %
Opérations extracôtières	19,0	18,0	95 %	1,0	5 %
TOTAL PANCANADIAN	60,0	58,0	97 %	2,0	3 %
Entrepreneurs					
Forage	335,0	257,0	77 %	33,0	10 %
Marine et logistique	139,0	121,0	87 %	18,0	13 %
Démantèlement	12,0	11,0	92 %	1,0	8 %
TOTAL - ENTREPRENEURS	486,0	389,0	80 %	52,0	11 %
TOTAL (ANNÉES-PERSONNES)	546,0	447,0	82 %	54,0	10 %

* Une année personne correspond à 2 000 heures de travail.

** Les employés de PanCanadian comprennent le personnel à temps plein, le personnel temporaire, les employés contractuels et les consultants.

Tableau 2(a) : Récapitulation de l'emploi - Projet Cohasset

Emplois directs (années-personnes)	Total Années-personnes	N.-É. Années-personnes	Autres Canadiens Années-personnes
Prévisions			
- Plan de retombées économiques d'octobre 1993 (modifié)	3 015	2 197	467
Cumulatif au 31 décembre 2000	4 777,4	3 727	597,7

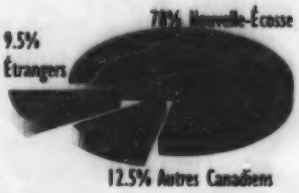
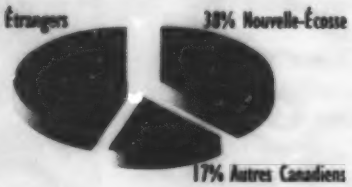


Figure 3 : Dépenses relatives au projet - Immobilisation et exploitation Millions de dollars canadiens Projet Cohasset

2000 Dépenses	Autres dépenses	Autres N.-É. %	N.-É.$	Can. %	Can. $
Coût des immobilisations	125,4	33 %	41,3	15 %	18,4
Coûts de démantèlement et d'abandon	46,1	39 %	18	10 %	4,7
Immobilisations et démantèlement	171,5	35 %	59,3	13 %	23,1
Cumulatif					
Coût des immobilisations	627,3	37 %	231,8	20 %	123,2
Coûts d'exploitation	775,7	39 %	300,9	15 %	114,7
Coûts de démantèlement et d'abandon	51,1	37 %	19	11 %	5,7
Immobilisation, exploitation, démantèlement et abandon	1 454,1	38 %	551,7	17 %	243,6



Projet Cohasset

Tout au long de l'année 2000, l'Office a continué à suivre les travaux de démantèlement et d'abandon du Projet Cohasset . Le Projet Cohasset a été le premier projet commercial canadien de production pétrolière en haute mer. Ses retombées économiques, au chapitre de l'emploi et de l'approvisionnement, ont dépassé toutes les prévisions. Il avait été prévu que les dépenses en Nouvelle-Écosse et dans le reste du Canada représenteraient 49 % de l'ensemble des dépenses, mais tout compte fait, elles se sont élevées à 56 % du total. À la fin du projet, 90 % des travailleurs étaient des Canadiens et 78 % de ces derniers étaient des résidents de la Nouvelle-Écosse. L'expérience acquise dans le cadre du Projet Cohasset a permis d'apporter beaucoup de raffinements au processus de réglementation.

Les figures 2 et 3 donnent une vue d'ensemble de l'emploi et des dépenses engagées pour ce projet.

En février 2001, PanCanadian a annoncé son intention de déposer un plan de retombées économiques et une demande de plan de mise en valeur pour le gisement Deep Panuke au cours du troisième trimestre de 2001.

Essais en environnement

Projet énergétique extracôtier Sable

Pendant la période visée par le rapport, deux volets importants des retombées économiques du Projet énergétique extracôtier Sable sont ressortis : à la fin de mars 2001, les dépenses en Nouvelle-Écosse dépassaient 795 millions de dollars, et l'investissement total en Nouvelle-Écosse et dans le reste du Canada s'élevait à plus de 1,1 milliard de dollars. Pendant l'année écoulée, 90 % des travailleurs du Projet Sable étaient des résidents de la Nouvelle-Écosse, 7 % étaient d'autres Canadiens et 3 % des travailleurs étrangers.

En février 2001, le contrat de génie, d'approvisionnement et de gestion de la construction pour le gisement Alma a été accordé à une coentreprise canadienne possédant des bureaux à Halifax. C'est la première fois dans l'histoire de l'industrie pétrolière de la côte Est, qu'un contrat de génie de cette envergure sera entièrement exécuté au Canada atlantique. Il s'agit du premier contrat accordé en vue de la réalisation de la Phase II du Projet énergétique extracôtier Sable.

Pendant l'exercice, l'Office s'est assuré que les engagements relatifs aux plans de retombées économiques pris par le Projet énergétique extracôtier Sable en réponse aux conditions imposées par l'Office pour donner son approbation ont été respectés. Certains de ces engagements sont :

- un investissement de quelque 10 millions de dollars pour former des Néo-Écossais et d'autres Canadiens au travail dans l'industrie des hydrocarbures;
- un engagement à mettre en place des initiatives spéciales pour offrir de l'emploi et de la formation aux personnes et groupes défavorisés;
- un plan de transfert de technologie visant à faciliter la planification de la relève (remplacement des travailleurs étrangers par des Néo-Écossais et d'autres Canadiens) et offrant à des entreprises néo-écossaises et canadiennes des occasions de former des coentreprises;
- des dépenses d'au moins 5 millions de dollars sur une période de cinq ans en recherche et développement entrepris en Nouvelle-Écosse.

Le deuxième appel annuel pour des propositions de recherche et développement dans le cadre du projet et en réponse aux conditions imposées par l'Office dans le plan de retombées économiques a été lancé au cours de l'année. L'appel a suscité un large éventail de propositions qui sont actuellement évaluées par les responsables du projet et seront soumises au Conseil d'administration pour approbation.

Une autre condition imposée pour l'approbation du projet voulait que pendant la phase de développement et les trois premières années de la phase de production, les responsables du Projet énergétique extracôtier Sable déposent chaque année un rapport d'évaluation des fournisseurs et de l'infrastructure du PEES. En 2000, le Projet énergétique extracôtier Sable a déposé un addenda au rapport d'évaluation des fournisseurs et de l'infrastructure du PEES fondé sur les données de 1999. L'évaluation fait ressortir les secteurs où des lacunes se font sentir et où l'on trouve des possibilités d'une plus grande participation des Néo-Écossais et des Canadiens dans l'industrie. Le rapport d'évaluation a été transmis aux gouvernements fédéral et provincial ainsi qu'à d'autres intervenants de l'industrie.

Les figures 4 et 5 donnent un sommaire de l'emploi et des dépenses du Projet énergétique extracôtier Sable.

Autres activités

L'Office a entrepris des démarches visant à simplifier les processus de réglementation et à favoriser une approche cohérente avec celle de ses homologues de Terre-Neuve. L'élaboration de lignes directrices communes sur la constitution d'équipes marines et sur les plans de retombées économiques et l'emploi se poursuit.

Au cours de l'année, des représentants de l'Office ont participé à plusieurs rencontres politiques avec les gouvernements fédéral et provincial, surtout à titre consultatif. Un protocole d'entente prévoyant l'échange de renseignements et des communications entre l'Office et le Ministère a été signé avec Développement des ressources humaines Canada. Tout au long de l'année, l'Office a donné plusieurs exposés à divers groupes et organisations relativement aux procédures, aux occasions d'emploi et aux retombées économiques des projets extracôtiers.

Figure 4 : Sommaire de l'emploi direct (heures-personnes) - Cumulatif au 31 décembre 2000
Projet énergétique extracôtier Sable

Emploi (en millions d'heures)	Total	Nouvelle-Écosse	Autres Canadiens	Étrangers
Cumulatif au 31 décembre 2000	15,3	8,3	1,7	5,3
Pourcentage	100 %	54 %	11 %	35 %

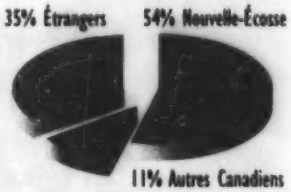


Figure 5 : Dépenses relatives au projet - Immobilisation et exploitation en millions de dollars canadiens
Projet énergétique extracôtier Sable

Dépenses	Total	Nouvelle-Écosse	Autres Canadiens	Étrangers
Cumulatif au 31 décembre 2000	2 415,0	795,2	385,1	1 234,7
Pourcentage	100 %	33 %	16 %	51 %

Santé, sécurité et environnement

C. Andrew Parker
Directeur, Santé, sécurité et environnement

Santé et sécurité

Les questions relatives à la santé, à la sécurité et à la protection de l'environnement restent des éléments fondamentaux des activités de réglementation de l'Office. Cette préoccupation se reflète dans l'élaboration par l'Office de mesures intérimaires concernant l'hygiène et la sécurité du travail qui font partie intégrante de toutes les autorisations d'activités. Ces mesures ont été mises en place en vue d'améliorer la protection des travailleurs en zone extracôtière. Ce sont des mesures temporaires qui doivent rester en vigueur jusqu'à ce que les gouvernements apportent aux lois et aux règlements des modifications visant les mêmes objectifs que les mesures temporaires. L'Office continue de participer à de longues consultations avec le gouvernement sur ces modifications éventuelles des lois et règlements. Pendant l'année, l'Office a préparé des ébauches des exigences qui ont été étudiées, avant leur mise en œuvre, par l'industrie, le gouvernement et les travailleurs en zone extracôtière.

Rick Grant
Conseiller, Installations et étude et application des méthodes

L'Office est en outre devenu une autorité fédérale en vertu de la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (LCEE). Il procède actuellement à un examen de ses politiques pour s'assurer qu'elles sont tout à fait conformes aux exigences de la LCEE. En plus de son examen permanent des activités en cours et proposées, l'Office procède actuellement à une révision de ses lignes directrices sur le traitement des débris. Ces lignes directrices définissent les limites pour le rejet des débris de l'industrie pétrolière.

Pendant la période visée par le rapport, il ne s'est produit aucun accident avec blessures graves ni de déversement important.

Vince Gagner
Conseiller, Santé et sécurité

Formation en santé et sécurité

Au cours de l'exercice, le chef de la sécurité et tous les autres agents de sécurité de l'Office ont suivi une formation spécialisée relative aux investigations en matière de réglementation. Cette formation s'inscrit dans l'effort continu de l'Office pour améliorer ses procédures internes de vérification, d'enquête et d'application en matière de santé et de sécurité. Une grande partie des activités à cet égard a été consacrée à la révision des politiques et procédures relatives à la santé et à la sécurité, et à la fin de l'exercice, cette révision était presque achevée.

Dave Scratch
Conseiller, Sécurité et opérations

Vérifications

En tout, 18 vérifications et études sur la santé et la sécurité ont été menées l'année dernière. Elles visaient le système de gestion des exploitants, les volets conception et fabrication, l'autorité certificatrice, l'hygiène industrielle et l'ensemble des opérations sécuritaires. Des évaluations particulières ont été faites des liens en matière de sécurité entre exploitants et entrepreneurs, et des rencontres entre le chef de la sécurité de l'Office et plusieurs comités de sécurité du travail en haute mer ont eu lieu en vue de recueillir des commentaires sur les questions de sécurité auprès des travailleurs eux-mêmes. Conformément à ce qui avait été planifié et décidé en 1999, l'Office a dirigé l'élaboration d'un questionnaire détaillé destiné à évaluer les mesures de sécurité dans le milieu de travail au large de la Nouvelle-Écosse. Il est planifié de procéder, en 2001, à l'interprétation des résultats et à la préparation de nouveaux questionnaires.

Bob Hale Conseiller, Forage et Étude et application des méthodes

Incident Rapports d'incidents

Au cours de l'exercice, 35 incidents ayant trait à la santé et à la sécurité ont été signalés. Conformément aux règlements de l'Office, les statistiques sur les incidents entraînant des blessures sont tenues séparément; le lecteur en trouvera un résumé au tableau 6. Chaque incident est étudié pour déterminer si des mesures de réglementation s'imposent. Pour la période visée par le rapport, cinq incidents ont fait l'objet d'enquêtes indépendantes par les agents de sécurité de l'Office. À la suite des enquêtes, une ordonnance et deux avis de sécurité ont été délivrés, et une enquête était toujours en cours à la fin de l'exercice. Aucun refus de travail n'est survenu dans la zone extracôtière pendant la période visée par le rapport.

La fréquence des accidents avec perte de temps est calculée sur 200,000 heures-personnes travaillées. Le Tableau 9 montre la fréquence des accidents dans la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse au cours des trois dernières années.

Année	Heures-personnes	APT	Fréquence
1998	1 722 892	12	1,39
1999	3 641 850	15	0,82
2000	2 192 061	9	0,82

Protection de l'environnement

L'Office est responsable de la protection de l'environnement pendant toutes les phases de l'exploitation des ressources en hydrocarbures en zone extracôtière, du forage des puits d'exploration à l'abandon. En janvier 2001, l'Office a été nommé « autorité fédérale » en vertu de la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (LCEE).

André d'Entremont Conseiller en environnement

Comité consultatif des pêcheries et de l'environnement

Le Comité consultatif des pêcheries et de l'environnement (CCPE) de l'Office a poursuivi ses activités. Il a tenu quatre réunions au cours de l'exercice 2000-2001. Les recommandations présentées par un sous-comité formé à l'automne 1999 en vue de faciliter les communications entre l'industrie de la pêche et les sociétés effectuant des relevés sismiques ont contribué, en 2000, à réduire les frictions potentielles entre ces deux types d'intervenants. La collaboration entre ces intervenants en a grandement bénéficié. Les conseils et recommandations formulés par le comité consultatif de l'Office ont été d'une aide précieuse pour traiter les questions relatives aux pêcheries et à l'environnement soulevées par la prospection et la production pétrolière au large des côtes. Plus particulièrement, les membres du CCPE ont signalé à l'Office une étude sur les aires de frai du hareng et sur le marquage acoustique des poissons de fond, ce qui a entraîné le report des relevés sismiques envisagés.

Figure 6 : Données sur les risques pour la santé et la sécurité

	HEURES DE TRAVAIL	Accidents de travail avec perte de temps	Fréquence des accidents de travail avec perte de temps	Accidents de travail ayant exigé un allégement de la tâche	Accidents de travail ayant exigé des soins médicaux	Accidents de travail ayant exigé des premiers soins
Forage / Production	1249348	2	0,32	5	27	58
Navires d'approvisionnement et de réserve	492599	5	2,03	2	7	18
Autre Bâtiments – Construction, transport, activités géophysiques	450114	2	0,89	6	1	22
Totaux	2192061	9	0,82	13	35	98

DÉFINITIONS :

Accidents de travail avec perte de temps – accident de travail ou maladie professionnelle empêchant le travailleur d'exécuter ses tâches pendant le quart de travail suivant ou d'exécuter les travaux d'une tâche allégée.

Fréquence des accidents de travail avec perte de temps – fréquence des accidents avec perte de temps par 200 000 heures travaillées.

Accidents de travail ayant exigé un allégement de la tâche – accident de travail à la suite duquel le travailleur est temporairement affecté à un poste ne comportant pas les tâches de son poste régulier.

Accidents de travail ayant exigé des soins médicaux – accident de travail ou maladie professionnelle ayant exigé les soins d'un médecin ou d'un autre spécialiste des soins de santé sous les ordres d'un médecin, si le travailleur peut reprendre son poste régulier le quart suivant.

Accidents de travail ayant exigé des premiers soins – accident de travail pour lequel un traitement unique et un certain degré d'observation suffisent : égratignures, coupures ou brûlures légères, écharde, sans nécessiter un traitement par un médecin.

Catégorisation

Les rapports d'examens de catégorisation ayant trait à la prospection sismique sont restés des documents de référence importants pour l'évaluation environnementale des propositions de prospection. L'ébauche finale d'une évaluation des activités de forage de reconnaissance effectuée grâce à cinq études de cas, a été soumise en août 2000. À l'instar des examens de catégorisation, des évaluations environnementales sur les forages de reconnaissance doivent être effectuées en vue d'une étude des données particulières à chaque site.

Les évaluations environnementales suivantes ont été étudiées par l'Office en 2000-2001 :

Relevés sismiques	10
Autres activités géophysiques ou géotechniques	6
Forages de reconnaissance, puits de délinéation	5
Autre*	3

* Évaluation d'ensemble pour les forages de reconnaissance, évaluation stratégique dans le cas de l'appel d'offres NS00-01, et démantèlement du projet Cohassett-Panuke.

Lignes directrices sur le traitement des débris

Les Lignes directrices sur le traitement des débris (LDTD) sont utilisées à la fois par l'Office, l'Office Canada – Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers (OCTNHE) et l'Office national de l'énergie (ONE) comme étant les normes minimales sur le rejet de débris par les sondes et plates-formes. La mise à jour des LDTD s'est poursuivie tout au long de l'exercice 2000-2001 sous l'égide de l'OCTNHE. Cette mise à jour a suivi une réunion préparatoire tenue à la fin de mars 2000. Le groupe de travail comprend les trois Offices, des organisations gouvernementales et un nombre égal de représentants de l'industrie pétrolière et des pêcheries ainsi que des groupes d'intérêt public. Il est prévu qu'une ébauche des lignes directrices sera mise à la disposition du public pour commentaires au printemps de 2001.

L'Office exige des exploitants qu'ils signalent tous les déversements. Le petit nombre de déversements signalés à l'Office aux troisième et quatrième trimestres résulte, en grande partie, de la résolution de problèmes de démarrage mineurs au cours des quatre premiers mois d'exploitation du Projet énergétique extracôtier Sable. Le tableau ci-dessous fait état des déversements pour l'exercice 2000-2001.

Déversements signalés dans la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse

Produit déversé	moins de 10 l	10 – 150 l	plus de 150 l
Condensat 2	1		
Boues synthétiques		3	
Huile légère	4	3	2**
Autre*	3		
Total	6	10	3

* Éthylène glycol** 350 l carburant diesel, 250 l kérosène

Fonds pour l'étude de l'environnement

Le Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE) a continué à financer les études environnementales relatives à l'exploitation. Un droit perçu des titulaires de permis délivrés par la Nouvelle-Écosse et Terre-Neuve, pour chaque hectare, a fourni les fonds nécessaires à ces études. Un atelier a été organisé, en septembre 2000, afin d'élaborer des méthodes d'expérimentation et d'études sur place sur les effets de la prospection sismique sur la biote marine. Les discussions de cet atelier ont porté prioritairement sur la recherche nécessaire, la priorité absolue ayant été accordée à l'impact de la prospection sismique sur les stocks croissants de crabe des neiges. Un contrat a été accordé pour établir une carte des zones d'importance aux titres écologique et commercial dans le secteur sud du golfe du Saint-Laurent. Le rapport a été déposé au début du printemps 2001.

L'Office a étendu l'interdiction d'activités pétrolières dans le goulet de l'Île de Sable afin de donner au ministère des Pêches et Océans (MPO) le temps requis pour déterminer si le goulet doit être désigné comme zone de protection marine. Certains projets faisant l'objet du protocole d'entente entre l'Office et Environnement Canada ont été réalisés avec succès, et les travaux ont surtout porté sur des vérifications conjointes des installations extracôtières. Des versions de travail du protocole et du plan de travail ont été soumises au MPO pour discussion, et on s'attend à ce qu'un protocole d'entente soit conclu avec le MPO en 2001.

Examen public

Le 20 octobre 2000, l'Office a reçu une directive conjointe des gouvernements fédéral et provincial de tenir un examen public sur les éventuelles activités d'exploration pétrolière et de forage en vertu des permis d'exploration 2364, 2365 et 2368. Trois permis ont été délivrés pour des zones au large de l'Île du Cap-Breton. L'Office a nommé Madame Teresa MacNeil au poste de commissaire chargée de procéder à l'examen public. En janvier 2001, l'Office a publié le mandat proposé et invité le public à soumettre ses commentaires par écrit. On mettait les dernières touches au mandat à la fin de période visée par le rapport.

Communications et administration

Communications

Le rôle de l'Office à titre d'organisme de réglementation est resté au centre de ses efforts d'information du public. Pendant l'exercice, plusieurs forums ont d'ailleurs visé à diffuser de l'information sur le mandat législatif de l'Office.

Barbara Pike
Agente d'information et coordonnatrice en environnement

Le personnel de l'Office a donné des exposés dans les écoles et les universités, devant des groupes sociaux, des organisations communautaires et associations de l'industrie, dans un effort permanent d'expliquer le régime réglementaire qui s'applique aux zones extracôtières. L'Office a également participé à de nombreuses rencontres organisées par l'industrie et diverses organisations, notamment l'Offshore/ Onshore Technologies Association of Nova Scotia, le Nova Scotia Safety Council, l'Institut canadien des mines, de la métallurgie et du pétrole, et la Newfoundland Ocean Industries Association.

Tout au long de l'année, l'Office a répondu à plus de 1 000 appels des médias et du grand public pour des renseignements sur les activités pétrolières dans la zone extracôtière. Il a publié 12 communiqués de presse ou déclarations et son personnel a répondu à quelque 200 demandes des médias qui souhaitaient obtenir des renseignements ou des entrevues.

Troy MacDonald
Coordonnateur des systèmes

Le site Web de l'Office (www.cnsopb.ns.ca) a été entièrement restructuré pour le rendre plus convivial. Les visiteurs peuvent désormais y consulter facilement des renseignements d'ordre général sur le rôle de l'Office à titre d'organisme de réglementation des activités pétrolières en zone extracôtière.

Le nombre de visiteurs du site Web a presque doublé au cours de l'année : de quelque 22 000 visiteurs par mois au début de l'année, il a augmenté régulièrement pour s'élever à environ 50 000 visiteurs par mois à la fin de l'exercice; certains jours, il était consulté par plus 2 500 visiteurs.

Le site Web continuera à jouer un rôle clé pour fournir des renseignements en temps opportun, par exemple des rapports hebdomadaires d'activités renfermant des mises à jour sur toutes les activités de forage, de relevés sismiques et de production au large de la Nouvelle-Écosse. C'est en outre l'outil de choix pour tenir l'industrie au courant des plus récents règlements et lignes directrices applicables aux travaux dans la région.

Mary MacLean
Secrétaire et réceptionniste

L'intérêt porté à l'exploitation de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse ne fera que croître dans un avenir rapproché, à mesure que les activités s'intensifieront. L'Office continue d'évaluer ses moyens de communication avec le public, l'industrie et les gouvernements pour faire en sorte que sa gestion soit la plus transparente possible.

Stand de l'Office pour un salon professionnel

The Daily News

Nouveau site Web

L'intérêt grandissant porté à la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse se fait en outre sentir aux Archives de données et centre de stockage des données et des échantillons et laboratoires où les activités ont augmenté continuellement pour la troisième année consécutive. Les archives et le centre de données sont fréquemment consultés par des universitaires, des exploitants et les gouvernements. Le public peut aussi y avoir accès, sur rendez-vous.

Jane (JD) Dryden Roche
Commis, Contrôle de la documentation

Au cours de la période visée par le rapport, l'industrie, représentée par 23 sociétés nationales, internationales et locales d'exploration et de production d'hydrocarbures a généré 52 % des activités du centre, ces 23 sociétés représentant une augmentation de 22 % par rapport au nombre de sociétés ayant fait appel au centre l'année dernière. Les entreprises de forage et de services comptent pour 32 % de l'utilisation des installations du centre, et les universitaires pour 16 %, soit une augmentation de 5 % dans chaque cas par rapport aux chiffres de 1999.

L'augmentation des activités au centre reflète l'intérêt accru que portent l'industrie et le monde universitaire tant à la mise en valeur actuelle de la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse qu'à l'exploration et à la mise en valeur futures.

Leanne Bjerke
Secrétaire et adjointe de comptabilité

Organigramme

Kim Hilchie
Secrétaire

L'augmentation des activités signifie une charge de travail accrue. L'Office a répondu à la demande en simplifiant certaines procédures internes et en élargissant ses effectifs. Les postes créés sont : agente d'information et coordonnatrice en environnement, coordonnateur des systèmes d'information, conseiller, processus de réglementation et conseiller, ingénierie et traitement du pétrole.

La rédaction du Manuel du système de gestion de l'Office se poursuit afin d'intégrer l'examen et les révisions continues aux politiques et procédures de tous les volets du régime réglementaire et des activités de l'Office. Afin d'améliorer continuellement son système de gestion, l'Office est toujours activement à la recherche de rétroinformation auprès de l'industrie, des gouvernements et d'autres intervenants en vue d'arriver à des processus de réglementation des plus efficients, justes et satisfaisants.

Jane McPherson
Gestionnaire, Comptabilité et ressources humaines

Échantillons

Archives de données et laboratoire de stockage des échantillons

Office Canada–Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers
Organigramme

Notices biographiques des membres du Conseil

Glenn Yungblut
Président

M. Yungblut est titulaire d'un B.Sc. (concentration en génie mécanique) de l'Université Queens.

Au cours de sa carrière, il a occupé les postes de directeur général, service de l'ingénierie, Office national de l'énergie (ONE); directeur général, service de l'ingénierie, Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada, Ottawa et Halifax. Il avait auparavant été président et directeur administratif d'EPI Resources Ltd., firme d'experts-conseils en génie d'installations extracôtières. Il a en outre occupé le poste de gestionnaire du forage extracôtier chez Shell Canada Limitée tant sur la côte Ouest du Canada qu'au large de la Nouvelle-Écosse.

M. Yungblut est membre de l'Association of Professional Engineers, Geologists and Geophysicists of Alberta et du chapitre de Calgary de l'Offshore Mechanics and Arctic Engineering Division (ASME) dont il est un ancien président.

Peter J. Kinley
Membre du Conseil

M. Kinley est titulaire d'une maîtrise ès sciences en génie, architecture navale et génie maritime de l'université du Michigan. Il détient en outre un baccalauréat en génie mécanique de la Technical University of Nova Scotia et un diplôme en génie de l'Université Dalhousie.

M. Kinley est président et chef de la direction de la Lunenburg Foundry & Engineering Limited, et président de la Lunenburg Marine Railway Company Limited et de Heritage Harbour Developments.

Membre de l'Association des ingénieurs de la Nouvelle-Écosse, M. Kinley a été vice-président de la Société canadienne de génie mécanique et directeur de l'Association des fonderies canadiennes, il a aussi fait partie du groupe consultatif technique, technologie des métaux du Conseil national de la recherche.

Il a occupé, à titre bénévole, divers postes au sein de nombreux conseils d'administration et commissions. Il est actuellement administrateur du Bluenose Atlantic Coastal Action Program.

Il a siégé comme président de la Commission de développement économique de Lunenburg et membre du conseil de la Commission industrielle de la municipalité de Lunenburg.

Edgar Gold, C.M., c.r., Ph.D.
Membre du Conseil

M. Gold est membre de la Nova Scotia Barristers Society et conseil de la reine (c. r.). Il a été l'un des associés du cabinet Huestis Ritch, de Halifax, auprès duquel il est aujourd'hui avocat-conseil. M. Gold est professeur auxiliaire de droit à l'Université Dalhousie; il occupe en outre des postes auprès de l'Institut canadien des océans, de l'Université maritime mondiale, établie à Malmö en Suède et de l'Institut de droit maritime international de l'OMI à Malte.

Il détient le brevet de capitaine au long cours au Royaume-Uni et au Canada et a passé 16 ans en mer, dont plusieurs années à titre de commandant. M. Gold est en outre titulaire de baccalauréats ès arts et en droit de l'Université Dalhousie et d'un Ph.D. en droit maritime international de l'University of Wales. M. Gold est Fellow du Nautical Institute, Fellow de l'Offshore Institute et membre du Chartered Institute of Arbitrators et de multiples associations et organismes professionnels.

Il a été président de l'Association canadienne de droit maritime. Il a été pendant 20 ans professeur de droit maritime à l'Université Dalhousie; pendant 15 de ces années, il y était également professeur de droit et d'études environnementales et des ressources. Le Collège de la Garde côtière canadienne lui a décerné un diplôme honorifique, et il est Fellow honoraire de la Hellenic Marine Environnement Protection Association. En 1997, M. Gold a été décoré de la Croix de Commandeur de l'Ordre du Mérite, l'une des plus hautes décorations civiles décernées par le gouvernement allemand. Cet honneur lui a été décerné en reconnaissance de ses efforts pour resserrer les relations entre l'Allemagne et la Nouvelle-Écosse. En octobre 1997, il a été décoré de l'Ordre du Canada.

John H. Currie, C.M.
Membre du Conseil

M. Currie a obtenu un B.A. de l'Université Saint-François-Xavier et un baccalauréat en droit de l'Université Dalhousie.

Il a occupé les postes de directeur, de premier vice-président et de conseiller juridique chez CDC Oil and Gas Limited, de premier vice-président de Canterra Energy Ltd., de directeur de l'Association canadienne des producteurs pétroliers et de gouverneur de l'Association canadienne d'études fiscales.

Président-fondateur du Tax Executive Institute of Alberta, M. Currie a également été président de la Petroleum Law Foundation et président national de la section des conseillers juridiques d'entreprises de l'Association du Barreau canadien; il a aussi été président de la Chambre de commerce de Calgary. En octobre 1997, il a été décoré de l'Ordre du Canada.

Deloitte & Touche LLP
P.O. Box 2087
5161 George Street, Suite 800
Halifax, Nova Scotia B3J 3B7

Tel : (902) 422-8541
Fax : (902) 423-5820

Deloitte & Touche

Rapport des Vérificateurs

Aux Membres de l'**Office Canada-Nouvelle-Écosse de hydrocarbures extracôtiers**

Nous avons vérifié le bilan de l'**Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers** au 31 mars 2001 et les états des produits et des charges et des flux de trésorerie de l'exercice terminé à cette date. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de l'Office. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur notre vérification.

Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de l'Office au 31 mars 2001 ainsi que des résultats de son fonctionnement et de ses flux de trésorerie pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

Deloitte & Touche LLP

Le 12 avril 2001

Comptables agréés

Deloitte
Touche
Tohmatsu

OFFICE CANADA–NOUVELLE-ÉCOSSE DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

BILAN
Au 31 mars 2001

	2001	2000
Actif		
À court terme		
Encaisse	2 065 530 $	351 178 $
Débiteurs (note 4)	153 922	156 826
Charges payées d'avance	31 489	21 065
	2 250 941	529 069
Immobilisations (notes 2 et 5)	612 343	154 114
	2 863 284 $	683 183 $
Passif		
À court terme		
Créditeurs et charges à payer	532 731 $	142 777 $
Somme à payer aux gouvernements (note 6)	1 058 252	304 192
Remises à payer à l'industrie (note 7)	346 400	-
Produits comptabilisés d'avance (notes 2 et 8)	313 558	82 100
	2 250 941	529 069
Subvention en capital reportée (note 2)	612 343	154 114
	2 863 284 $	683 183 $

Au nom du conseil:

Membre

Membre

OFFICE CANADA–NOUVELLE-ÉCOSSE DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS
ÉTAT DES PRODUITS ET DES CHARGES
De l'exercice terminé le 31 mars 2001

	2001	2000
Produits		
Subventions		
Gouvernement du Canada	1 827 500 $	1 325 000 $
Gouvernement de la Nouvelle-Écosse	1 827 500	1 325 000
	3 655 000	2 650 000
Projet d'énergie extracôtier de Sable - recouvrement des coûts	875 000	922 977
Projet Cohasset - recouvrement des coûts	275 000	367 023
Recouvrements liés à l'industrie	884 651	13 505
Vente des publications et des cartes de l'Office	10 463	7 025
Intérêts	40 631	21 259
Gain à la vente d'immobilisations	270	-
Amortissement de la subvention en capital reportée	126 422	82 464
	5 867 437	4 064 253
Moins :		
Recouvrement des coûts remboursés aux gouvernements	(1 688 252)	(1 290 000)
Remises à l'industrie	(346 400)	-
Subvention en capital reportée	(584 651)	(85 074)
Produits comptabilisés d'avance	(313 558)	(82 100)
Produits nets	2 934 576	2 607 079
Charges		
Personnel, consultation et membres du conseil	2 015 788	1 801 954
Frais généraux et frais de soutien	549 834	486 440
Frais d'occupation des locaux et des laboratoires	242 532	236 221
Amortissement du matériel	126 422	82 464
	2 934 576	2 607 079
Excédent des produits sur les charges	- $	- $

OFFICE CANADA–NOUVELLE-ÉCOSSE DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS
ÉTAT DES FLUX DE TRÉSORERIE
De l'exercice terminé le 31 mars 2001

	2001	2000
Flux de trésorerie liés aux activités suivantes :		
Fonctionnement		
Éléments sans incidence sur l'encaisse		
Amortissement des subvention en capital reportée	(126 422) $	(82 464) $
Amortissement du matériel	126 422	82 464
	–	–
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement	1 714 352	186 227
	1 714 352	186 227
Investissement		
Acquisition d'immobilisations	(584 651)	(85 074)
Report des subventions en capital	584 651	85 074
	–	–
Rentrées nettes	1 714 352	186 227
Situation de trésorerie au début	351 178	164 951
Situation de trésorerie à la fin	2 065 530 $	351 178 $

NOTES COMPLÉMENTAIRES
De l'exercice terminé le 31 Mars 2001

1. BUT DE L'ORGANISME
L'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers a été créé afin de veiller à l'application des dispositions de la *Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada-Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers*, promulguée par le Parlement du Canada et l'Assemblée législative de la Nouvelle-Écosse. L'Office est subventionné par des contributions égales des gouvernements fédéral et provincial. L'Office perçoit et remet aux gouvernements les charges de recouvrement des coûts évaluées par rapport à celles de l'industrie selon des examens des organismes de réglementation, jusqu'à concurrence de 50% de budget approuvé de l'Office. L'Office est un organisme sans but lucratif et, par conséquent, il n'est pas assujetti aux impôts sur le bénéfices.

2. CONVENTIONS COMPTABLES
Les états financiers ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus du Canada et tiennent compte des principales conventions comptables suivantes :

a) Immobilisations

Les immobilisations sont comptabilisées au coût, moins l'amortissement cumulé. L'amortissement est comptabilisé en utilisant la méthode de l'amortissement linéaire sur une période de quatre ans pour le mobilier et les agencements et sur une période de trois ans pour le matériel informatique. Des améliorations locatives ont été effectuées à la fin de l'exercice 2001. Elle seront amorties sur la durée restante du bail, c'est-à-dire sept ans. L'amortissement des améliorations locatives débutera pendant l'exercice 2002.

b) Produits comptabilisés d'avance

Le montant des subventions de fonctionnement reçues des gouvernements qui excède les charges engagées par l'Office, déduction faite des autres produits, est crédité aux produits comptabilisés d'avance.

c) Subvention en capital reportée

Les subventions pour les dépenses en immobilisations annuelles reçues des gouvernements fédéral et provincial sont reportées et constatées dans les produits sur une base conforme à l'amortissement du matériel.

3. ENCAISSE

L'encaisse est constituée des liquidités ainsi que des montants en dépôt auprès d'une institution financière.

4. DÉBITEURS

	2001	2000
Gouvernement fédéral	- $	110 417 $
Taxe de vente harmonisée	57 239	15 780
Débiteurs de l'industrie	92 315	28 110
Autres	4 368	2 519
	153 922 $	156 826 $

5. IMMOBILISATIONS

	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette 2001	Valeur comptable nette 2000
Mobilier et agencements	273 636 $	105 421 $	168 215 $	70 170 $
Matériel informatique	361 312	184 221	177 091	83 944
Améliorations locatives	267 037	-	267 037	-
	901 985 $	289 642 $	612 343 $	154 114 $

6. SOMME À PAYER AUX GOUVERNEMENTS

	2001	2000
Gouvernement fédéral - fonds de recouvrement des coûts	529 126 $	152 096 $
Gouvernement provincial - fonds de recouvrement des coûts	529 126	152 096
	1 058 252 $	304 192 $

7. REMISES À PAYER À L'INDUSTRIE

Les remises à payer à l'industrie représentent des paiements reçus de l'industrie dépassant 50% des décaissements du counseil d'administration pendant l'exercice. Les coûts reliés à l'examen public du cap Breton n'ont pas été inclus dans les décaissements aux fins de ce calcul.

8. PRODUITS COMPTABLILISÉS D'AVANCE

	2001	2000
Gouvernement fédéral	156 779 $	41 050 $
Gouvernement provincial	156 779	41 050
	313 558 $	82 100 $

9. ENGAGEMENTS

L'Office loue des locaux pour ses bureaux en vertu d'un contrat de location-exploitation qui arrive à terme en avril 2008. Le loyer annuel est d'environ 114 000 $ pour ces locaux.

De plus, l'Office loue des locaux d'entreposage centraux en vertu d'un contrat de location-exploitation qui arrive à terme en mars 2008. Le loyer annuel est 42 000 $ approximativement.

10. CHIFFRES CORRESPONDANTS

Certains chiffres de l'exercice terminé au 31 mars 2000 ont été retraités afin que leur présentation soit conforme à celle adoptée dans les états financiers de l'exercice en cours.